

Offshore TIMES

Offshore Transport, Inspection and Maintenance Software

(Förderkennzeichen: 0325729)

Abschlussbericht

August 2018

Marcel Wiggert

(marcel.wiggert@iwes.fraunhofer.de)

Lothar Meyer-Lerbs

(lothar.meyer-lerbs@iwes.fraunhofer.de)

Gerrit Wolken-Möhlmann

(gerrit.wolken-moehlmann@iwes.fraunhofer.de)

Enno Dietrich

(enno.dietrich@iwes.fraunhofer.de)

Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
Am Seedeich 45
27572 Bremerhaven
Tel: +49 471 14290-100

Vertraulichkeitsstatus

<input checked="" type="checkbox"/>	öffentlich
<input type="checkbox"/>	intern
<input type="checkbox"/>	vertraulich

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Dokumentenhistorie

Version	Datum	Erstellung	Prüfung	Freigabe
1	02.08.2018	EnnDie	WigMar	

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325729 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsübersicht

1. Offshore TIMES und Rahmenbedingungen	1
1.1. Rahmen für das Projekt Offshore TIMES	1
1.2. Offshore TIMES in diesem Abschlussbericht	2
1.3. Offshore Windenergie	3
1.4. Offshore Wind Betrieb und Instandhaltung	3
2. Konzepte von Betrieb und Instandhaltung in der Offshore Windenergie	5
2.1. Instandhaltung von Offshore Windparks	5
2.2. Unterschiede zwischen Offshore Windparks	6
2.3. Grundsätzliche Ansätze	8
2.4. Synergien durch Kooperation	9
2.5. Großkomponententausch	10
3. Ressourcen und Umwelteinflüsse	11
3.1. Ressourcen für Offshore Wind O&M	12
3.2. Umweltbedingungen	22
4. Zuverlässigkeitsmodul	24
4.1. Einleitung	24
4.2. Grundlagen zur Modellbildung	24
4.3. Theoretische Modellbeschreibung	42
5. Leitwarte	62
5.1. Aufgabe der Leitwarte	62
5.2. Priorisierung der Aufgaben	62
6. Wirtschaftlichkeit	66
6.1. Kosten	66
6.2. Vergütung	67
6.3. Finanzielle Kenngrößen	68
7. Software-Demonstrator Offshore TIMES	70
7.1. Grundlegendes Konzept	70
7.2. Software Architektur	71
7.3. Analysemöglichkeiten	76
7.4. Features für den Offshore TIMES Software-Demonstrator	81
Bilderverzeichnis	85
Tabellenverzeichnis	87
Literaturangaben	88

1. Offshore TIMES und Rahmenbedingungen

1.1. Rahmen für das Projekt Offshore TIMES

Im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms vom 13.12.2011 sollen Lösungen für Herausforderungen in der Logistik, Anlageninstallation, Instandhaltung und Betriebsführung gefunden werden. Das Projekt Offshore TIMES wurde auf dieser Grundlage und auf Grund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Der verantwortliche Träger war der Projektträger Jülich. Das Projekt lief vom 01.10.2014 bis 31.12.2017.

Ziel des Projekts Offshore TIMES war die Entwicklung neuer Methoden zur Planung des Betriebs und der Instandhaltung von Offshore-Windparks. Dieses Ziel liegt im großen Kostenanteil der Betriebsphase von Offshore-Windparks begründet. Eine gute Planung und Auswahl eines passenden Konzepts hat das Potential, die Kosten signifikant zu senken.

Die Grundlage für das Offshore TIMES Projekt liegt in der langjährigen Erfahrung der beiden Fraunhofer Institute IEE und IWES¹ sowohl in der Zuverlässigkeit von Windturbinen als auch mit der Simulation von Offshore-Logistik-Prozessen. Für die Zuverlässigkeit wurde auf die Erfahrungen des Fraunhofer IEE und seine Arbeiten rund um den WinD-Pool zurückgegriffen. Die Erfahrungen des Fraunhofer IWES mit der Analyse von langjährigen Zeitreihen für die Prozesse Transport und Installation aus den Forschungsprojekt COAST (FKZ: 0325409) – Comprehensive Offshore Analysis and Simulation Tool – bilden das Fundament für das Offshore TIMES Projekt. Im Laufe des Projektes sind Ergebnisse bzw. Teilergebnisse von anderen Forschungs- und Industrieprojekten in die Methodenentwicklung eingeflossen.

Die entwickelten Methoden sind in einem Software-Demonstrator realisiert worden, der es ermöglicht, unterschiedliche Instandhaltungskonzepte miteinander zu vergleichen. Der Software-Demonstrator basiert methodisch auf dem Konzept von Aktoren. Die Aktoren modellieren sowohl die unterschiedlichen physischen Elemente eines Offshore-Windparks (z.B. Windenergieanlagen, Techniker, Schiffe, Leitwarte) inklusive ihrer räumlichen Lage als auch sämtliche Umgebungsbedingungen und Koordinatoren der Abläufe (z.B. Einsatzplanung, Verwaltung der Ressourcen und Windparks).

Die Industrie war in die Erarbeitung der Ergebnisse durch einen Industriearbeitskreis eingebunden.

Um die Ziele dieses Forschungsvorhabens zu erreichen, wurden sieben Arbeitspakete definiert (Tabelle 1.1-1). Diese Arbeitspakete wurden teilweise in Unterpunkte aufgegliedert, um eine klare Struktur zu erreichen.

¹ Zum Zeitpunkt der Antragstellung noch ein Institut unter dem Namen IWES.

Tabelle 1.1-1: Arbeitspakete im Projekt Offshore TIMES

Arbeitspaket	Titel
1	Projektmanagement
2	Entwicklung Gesamtkonzept und grundlegender Methoden
3	O&M Logistik
4	Entwicklung des Moduls Leitwarte
5	Entwicklung des Zuverlässigkeit-Modules
6	Softwareentwicklung
7	Validierung

Weitere Details finden sich im nicht-öffentlichen Anhang A.

1.2. Offshore TIMES in diesem Abschlussbericht

Das Projekt Offshore TIMES betrachtet die O&M-Phase von Offshore-Windparks über die gesamte Betriebsdauer. Verschiedene Aspekte dieses Lebensabschnitts wurden detailliert untersucht. Ein besonderes Augenmerk lag z.B. auf der Zuverlässigkeit von Windturbinen und ihrer Komponenten. Die Zuverlässigkeit wurde unter Verwendung von Analysen der Fraunhofer-IEE-Schadensdatenbank ermittelt und mathematisch beschrieben. Um die Zuverlässigkeit mit den für die Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten notwendigen Methoden zusammenzuführen, wurde im Laufe des Projekts ein Software-Demonstrator entwickelt. Dieser Demonstrator funktioniert unter Verwendung von stündlichen Zustandsermittlungen. Als Rahmenbedingungen für die Simulation werden Wetterzeitreihen mit stündlicher Auflösung sowie die räumliche Lage aller Komponenten, z.B. Windturbine, Hafen und Schiffe, angesetzt. Jede Komponente wird in der Simulation als Akteur abgebildet.

Die Verfügbarkeit der Windturbinen wird unter Verwendung von Ausfallwahrscheinlichkeiten ihrer Hauptkomponenten detailliert simuliert. Jeder Ausfall bzw. Fehler wird als „Ticket“ an die Leitwarte kommuniziert. In der Leitwarte wird das Ticket priorisiert und entsprechend der Ressourcenverfügbarkeit abgearbeitet. Da stundengenaue Wetterzeitreihen verwendet werden, ist es möglich, für jeden Fehler exakt festzuhalten, wann er aufgetreten ist sowie wann und aus welchen Gründen er behoben worden ist.

In den folgenden Kapiteln werden unterschiedliche Ergebnisse des Projekts Offshore TIMES vorgestellt, die alle Vorarbeiten für den entstandenen Software-Demonstrator darstellen.

Kapitel 2 gibt einen Überblick über unterschiedliche Konzepte in Betrieb und Instandhaltung von Offshore-Windparks. Dazu gehören z.B. unterschiedliche Instandhaltungsstrategien sowie unterschiedliche Typen von Windparks und Instandhaltungsansätze.

Kapitel 3 erfasst die verschiedenen Ressourcen von Offshore-Windparks, z.B. Häfen, Schiffe und Ersatzteile. Es werden die relevanten Unterschiede innerhalb dieser Ressourcen beschrieben.

Kapitel 4 gibt einen Überblick bzgl. der Zuverlässigkeit von Windturbinen und die Methoden, die entwickelt worden, sind um die Zuverlässigkeit zu beschreiben.

Kapitel 5 beschreibt die Leitwarte von Offshore-Windparks. In der Leitwarte fließen alle Informationen des Windparks zusammen und werden priorisiert. Den unterschiedlichen Methoden, die zur Priorisierung entwickelt worden sind, wird besondere Aufmerksamkeit gewidmet.

Kapitel 6 beschreibt Kosten und Umsätze von Offshore-Windparks. Der für Offshore TIMES verfolgte Ansatz bzgl. der Beachtung von Vergütungssystemen wird beschrieben.

Kapitel 7 beschreibt den im Projekt entwickelten Software-Demonstrator. Dies geschieht sowohl auf der Ebene der Software-Architektur als auch auf der Ebene des Anwendenden.

1.3. Offshore-Windenergie

Die Geschichte der Offshore-Windenergie beginnt 1993 mit dem dänischen Windpark „Vindeby“, der mit 11 Windturbinen eine Nennleistung von knapp 5 MW hatte [1]. Bis 2017 wurden weltweit 18.814 MW in Offshore-Windparks installiert.

In Deutschland wurde 2009 der erste Windpark „Alpha Ventus“ errichtet, der mit 12 Windturbinen eine Nennleistung von 60 MW erreicht [2]. Bis Ende 2017 wurden in Deutschland Offshore-Windparks mit einer Gesamtnennleistung von mehr als 4.695 MW an das Stromnetz angeschlossen. Die durchschnittliche Nennleistung aller in Deutschland offshore installierten Windturbinen liegt bei 4,6 MW. Die Nennleistung von Turbinen, die im Jahr 2017 installiert wurden, liegt bei 5,6 MW.

Über den beschriebenen Zeitraum sind die Kosten für Offshore-Windparks deutlich gesunken. Viele der errichteten Offshore-Windparks haben in den ersten acht Betriebsjahren eine Vergütung von 19,4 €/ct/kWh, gefolgt von einer Vergütung von 3,9 €/ct/kWh bis zum zwanzigsten Lebensjahr [3]. Für einzelne Windparks mit Errichtung bis 2025 planen einzelne Entwickler schon ohne fixierte Einspeisevergütung, sondern mit der Vermarktung des erzeugten Stroms im freien Handel [4].

1.4. Offshore-Wind Betrieb und Instandhaltung

Ein großer Teil der Kosten von Offshore-Windparks fällt über den Betriebszeitraum von 20 Jahren und mehr an. Im Jahr 2011 wurde der Kostenanteil mit ca. einem Drittel der Gesamtkosten abgeschätzt [5]. Seitdem sind die Kosten an vielen Stellen gesunken, darunter auch im Bereich von Betrieb und Instandhaltung. Trotzdem gibt es an dieser Stelle ein deutliches Potential für weitere Kostenreduktion.

Die Phase Betrieb und Instandhaltung beginnt nach Inbetriebnahme der einzelnen Windturbinen. In der Betriebsphase des Offshore-Windparks werden die Umsätze erzielt, mit denen das gesamte Projekt finanziert wird. Daher ist eine möglichst kosteneffiziente Instandhaltung bei gleichzeitig höchstmöglichem Ertrag der Windturbinen von äußerster Wichtigkeit.

Im Regelbetrieb wandeln die Windturbinen Windenergie in Strom um. Beschrieben wird die Effizienz, mit der dies geschieht, mit der Leistungskurve jeder einzelnen Windturbine. Die

Leistungskurve stellt für jede Windgeschwindigkeit die Information bereit, wieviel Strom von der Windturbine produziert wird. Eine generische Leistungskurve ist in Bild 1.4-1 dargestellt.

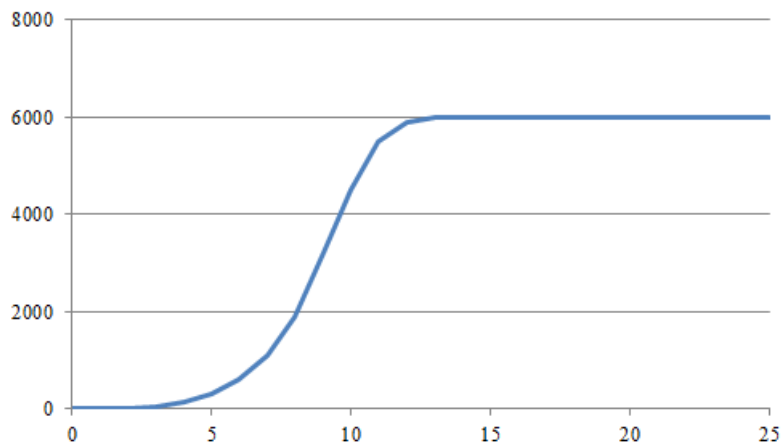


Bild 1.4-1 generische Leistungskurve einer Windturbine

Die erzeugten Strommengen werden über die Innerparkverkabelung und die Plattformen in das Netz eingespeist. Am Netzverknüpfungspunkt wird ermittelt, wie viel Strom erzeugt wurde und vergütet wird. Ziel von Betrieb und Instandhaltung ist eine Aufrechterhaltung des Regelbetriebs, in dem der Strom produziert wird.

2. Konzepte von Betrieb und Instandhaltung in der Offshore-Windenergie

In Kapitel 2 werden die Rahmenbedingungen für Instandhaltung und Betrieb von Offshore-Windparks beschrieben. Dies beinhaltet Begriffsklärungen bzgl. Instandhaltung und die Anwendung im Bereich der Offshore-Windenergie (2.1). Sowie die Rahmenbedingungen von Offshore-Windparks, die sich z.B. in der Entfernung zur Küste und Wetterbedingungen deutlich unterscheiden können (2.2). Unterschiedliche Konzepte für Transportmittel und Infrastruktur werden ebenfalls beleuchtet (2.3). Des Weiteren wird auf Kooperationsmöglichkeiten zwischen Offshore-Windparks eingegangen (2.4) und der besondere Punkt „Großkomponententausch“ betrachtet (2.5).

2.1. Instandhaltung von Offshore-Windparks

Instandhaltung umfasst alle Tätigkeiten, die notwendig sind, um die Funktionstüchtigkeit von etwas zu erhalten. Im Fall von Offshore-Windparks sind das hauptsächlich die Windturbinen und ihre Fundamente sowie die Stromkabel und die Umspannplattform. Instandhaltung besteht nach DIN31051 aus vier unterschiedlichen Teilen:

- **Wartung**, die notwendig ist um z.B. die Windturbine funktionstüchtig zu halten. Ein Beispiel wäre das Nachfüllen der Schmiermittelvorräte. Zu entsprechenden Wartungsaufträgen gehören neben dem eigentlichen Einsatz auch die Planung und Dokumentation sowie der Test der Funktionstüchtigkeit nach der Wartung.
- **Inspektion**, die den aktuellen Zustand der Windturbine feststellt und beurteilt. Diese kann zu Teilen mit dem Fernüberwachungssystem durchgeführt werden, aber teilweise muss eine Prüfung vor Ort stattfinden. Die Inspektion entscheidet über die weiteren Nutzungsmöglichkeiten der Windturbine. Zur Inspektion gehören neben dem eigentlichen Einsatz auch die Planung und Dokumentation des Einsatzes. Ein Beispiel sind Prüfungen der Schweißnähte an den Fundamenten.
- **Instandsetzung**, die einen physischen Fehler an einer Windturbine behebt und die Funktionstüchtigkeit wieder herstellt. Ein Beispiel wäre der Ausfall eines Umrichters innerhalb der Windturbine, der entweder vor Ort repariert oder ausgetauscht werden muss. Zur Instandsetzung gehören neben dem eigentlichen Einsatz auch die Planung und Dokumentation des Einsatzes.
- **Verbesserung**, die z.B. die Zuverlässigkeit, Instandhaltbarkeit oder auch die Sicherheit der Windturbine steigert. Zur Verbesserung gehören neben dem eigentlichen Einsatz auch die Planung und Dokumentation sowie der Test der Funktionstüchtigkeit nach der Verbesserung.

Das Zusammenspiel von Wartung und Instandsetzung kann in unterschiedlicher Weise umgesetzt werden:

- Theoretisch ist es möglich, eine Windturbine so gut und in so kurzen Abständen zu warten, dass keine Instandsetzung notwendig ist. Allerdings ist dies in der Realität nicht umsetzbar, da es auch unerwartete bzw. spontane Funktionsverluste an einzelnen Komponenten gibt. Des Weiteren wären die entstehenden Kosten nicht ökonomisch zu rechtfertigen.
- In einem ersten praktischen Ansatz können Wartungseinsätze, die stattfinden müssen, um den normalen Betrieb der Windturbine ohne Fehler aufrechtzuerhalten, in regelmäßigen

Abständen geplant werden. Alle zwischendurch auftretenden Fehler werden durch die Instandsetzung behoben.

- Als Alternative ist es möglich, Wartungseinsätze in einzelne Aufträge zu zerlegen, die immer durchgeführt werden, wenn auf Grund eines Fehlers ein Technikerteam zur Windturbine übersetzen muss. Hierbei wird der Aufwand für die jährliche Wartung verringert und die Auslastung der Techniker kann optimiert werden.
- Als dritte Variante können die Daten des Zustandsüberwachungssystems („Condition Monitoring System“ CMS) detailliert ausgewertet werden. Wenn die Entstehung eines Fehlers identifiziert wird, wird die Instandsetzungsmaßnahme geplant und durchgeführt, die notwendig ist, um den Fehler zu beheben, bevor er eine Auswirkung auf die Verfügbarkeit der Windturbine hat.
- Als weitere Ausbaustufe der zuvor genannten Variante kann die Steuerung der Windturbine angepasst werden, um ein Optimum zwischen den Kosten für den Instandhaltungseinsatz und dem, vom Windpark erzielten, Ertrag zu erzielen.

Instandhaltung in der Windindustrie hat sich in den letzten Jahren stark entwickelt. Die Basis für Instandhaltung bildet typischerweise ein Service-Vertrag, der eine Verfügbarkeit gewährleistet. Die Rechengrundlage für die Verfügbarkeit verändert sich und damit auch der Fokus von Betrieb und Instandhaltung.

2.2. Unterschiede zwischen Offshore-Windparks

Offshore-Windparks unterscheiden sich deutlich durch ihre räumlichen Gegebenheiten. Vor Ort äußert sich dies durch die Wetterbedingungen, also z.B. die vorherrschenden Windbedingungen, Wellenhöhen und –perioden sowie Beschränkungen der Sicht.

Besonders bedeutend ist auch die Distanz zur Küste, da die Anfahrt der Transportmittel sich mit der Distanz deutlich verlängert. Auf der anderen Seite nimmt die Auswahl an Häfen, die in Frage kommen, mit der Distanz von der Küste ebenfalls zu. Wie in Bild 2.2-2 zu sehen, steigen die Kosten mit der Entfernung zur Küste an und resultieren auch in der Wahl unterschiedlicher Transportmittel.

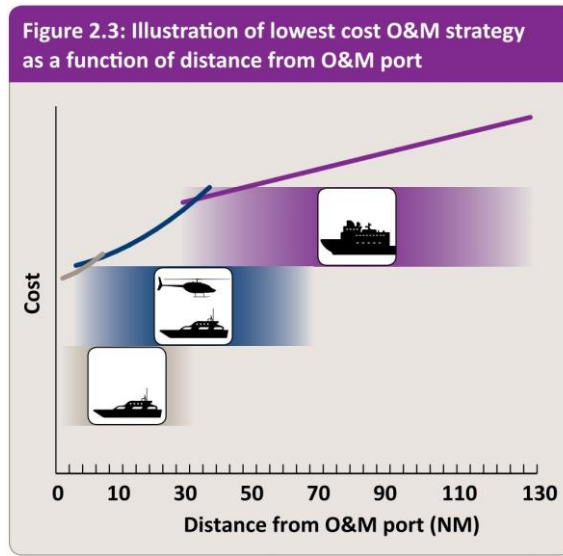


Bild 2.2-2 Typische Transportmittel für Offshore Windpark O&M und ihre relativen Kosten in Abhängigkeit von der Entfernung zur Küste [6, S. 12]

Häufig werden küstennahe (near-shore) und weit von der Küste entfernte Windparks unterschieden (far-shore). Während erstere sich nur wenige Kilometer vor der Küste befinden, liegen letztere z.B. mitten in der Nordsee. Alle deutschen Windparks in der Nordsee liegen außerhalb der 12-Seemeilenzone und sind daher nicht direkt als near-shore zu verstehen. Alle aktuell geplanten Offshore-Windparks liegen in den Netzausbauplanzonen I-III und werden in der Intermediate Zone, zwischen far-shore und near-shore angesiedelt. Far-shore Windparks in Deutschland befänden sich in den Ausbauzonen IV und V, siehe hierzu Bild 2.2-3.

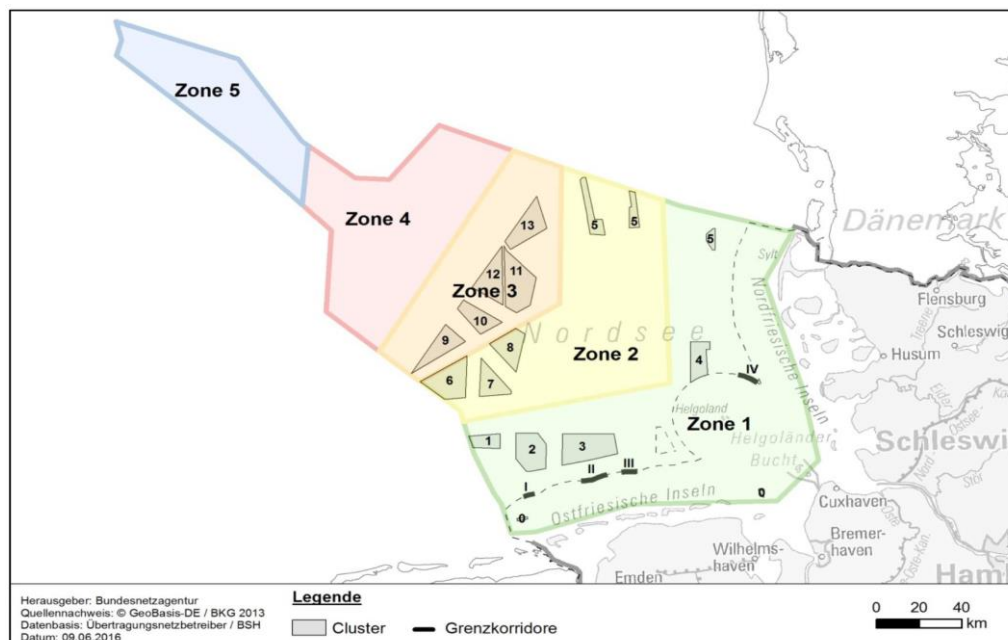


Bild 2.2-3: Entfernungszonen in der Nordsee [7]

Neben den räumlichen Gegebenheiten spielen auch unterschiedlichste Richtlinien, Standards und Gesetze eine Rolle bei der Durchführung von O&M-Tätigkeiten in Offshore-Windparks. Da viele dieser Vorgaben auf nationaler Ebene erlassen werden, gibt es aktuell noch besondere Hindernisse in der Kooperation zwischen Windparks über Landesgrenzen hinaus.

2.3. Grundsätzliche Ansätze

Für die Instandhaltung von Offshore-Windparks können unterschiedliche Strategien angewendet werden. Grundsätzlich basieren diese auf dem Einsatz unterschiedlicher Transportmittel und Infrastruktur. Diese werden ausführlicher in 3.1 beschrieben und klassifiziert. Es handelt sich aber immer um eine oder mehrere der vier folgenden in Kombination mit Häfen bzw. Flughäfen:

- a) Crew Transfer Vessel (CTV): Schiffe, die normalerweise bis zu 12 Techniker zu den Windturbinen versetzen können und eine begrenzte Menge an Material transportieren können
- b) Helikopter, die nur wenige Techniker und sehr wenig Material mit großer Geschwindigkeit zu den Windturbinen versetzen können.
- c) Wohn- und Lagerplattformen, von denen aus Einsätze mit CTV oder Helikopter ausgeführt werden können.
- d) Service Operation Vessel (SOV): Schiffe mit großen Laderäumen, einer großen Anzahl an Kabinen für Techniker und anderes Personal und die Fähigkeit, mehrere Wochen beim Windpark zu verbleiben. Häufig sind SOVs auf ein bestimmtes Seegangsgebiet und einen bestimmten Windpark mit bestimmten Windturbinentypen ausgelegt und optimiert.

Neben den genannten gibt es auch Alternativen, die allerdings nicht ursprünglich für die Offshore-Windenergie entwickelt worden sind. Zu nennen sind hier:

- e) Floatel: Ein Schiff, das als schwimmende Unterkunft für Techniker und anderes Personal gedacht ist und potentiell über Überstiegsmöglichkeiten zu CTVs als auch über ein Helipad verfügt. Diese Schiffe sind typischerweise konvertierte Fähren und kommen häufig bei großen Kampagnen, wie z.B. der Inbetriebnahme zum Einsatz.
- f) Offshore Service Vessel: Eine Gruppe von Schiffen mit unterschiedlichen Fähigkeiten, die normalerweise in der Offshore Öl- und Gasindustrie zum Einsatz kommen würden und viele Eigenschaften eines SOV aufweisen, aber nicht speziell für einen Windpark designed wurden. Wenn OSVs zum Einsatz kommen, dann typischerweise im Rahmen von größeren Kampagnen als Unterstützung.

Die sich mit den erstgenannten Transportmitteln und Infrastrukturen ergebenden Ansätze werden hier kurz beschrieben:

- 1) „CTV“: Die Instandhaltung des Windparks wird von einem Hafen aus mit einem oder mehreren CTV durchgeführt. Die Einsatzgrenzen der eingesetzten CTVs bestimmen in Kombination mit den Wetterbedingungen die Wetterfenster für Instandhaltungseinsätze. Die Distanz, bis zu der dieses Konzept sinnvoll ist, hängt stark von der Reisegeschwindigkeit der verwendeten CTVs ab, da die Reisezeit die Arbeitszeit der Techniker verringert.
- 2) „CTV + Helikopter“: Die Instandhaltung des Windparks wird hauptsächlich mit CTVs durchgeführt. Allerdings besteht die Möglichkeit, einen Helikopter einzusetzen. Der Einsatz

eines Helikopters ist kostenintensiv und wird daher auf Fälle beschränkt, wo der Verdienstausschlag ansonsten sehr hoch wäre.

- 3) „Plattform + CTV“: Die Instandhaltung findet von einer Wohnplattform aus unter Verwendung von CTVs statt. Auf Grund der Nähe zum Offshore-Windpark sind die Reisezeiten für die Techniker minimiert, allerdings müssen sie auf der Plattform wohnen. Plattformen haben typischerweise hohe Anschaffungs- und Betriebskosten.
- 4) „Plattform + CTV + Helikopter“: Die Instandhaltung findet von einer Wohnplattform aus unter Verwendung von CTVs und Helikopter statt. Auf Grund der Nähe zum Offshore-Windpark sind die Reisezeiten für die Techniker minimiert, allerdings müssen sie auf der Plattform wohnen.
- 5) „SOV“: Die Instandhaltung findet vom SOV aus statt. Dafür ist auf dem SOV typischerweise eine Seegangs-kompensierte Gangway installiert, über die Techniker und Material einfach auf die Windturbinen versetzt werden kann. Die Techniker verbleiben mehrere Wochen auf dem Schiff im Windpark. Auf Grund der voranschreitenden Automatisierung der Gangway Technik und den guten Seegangseigenschaften von SOVs sind die verwendbaren Wetterfenster typischerweise deutlich größer als bei CTVs.
- 6) „SOV + Helikopter“: SOVs können mit Helikopterlandedecks ausgestattet werden und ermöglichen somit die Kombination dieser beiden Transportmittel. Wiederum gilt, dass der Helikopter nur in Fällen eingesetzt werden wird, wo die Ertragsausfälle groß wären und wenig Material auf die Windturbine verbracht werden muss.
- 7) „SOV + CTV“: Eine Kombination von SOV und CTV ermöglicht bei guten Seegangsbedingungen den schnelleren Versatz aller Techniker-Teams zu ihren Arbeitsaufträgen auf den Windturbinen. Außerdem kann das CTV, das am Ende jedes Arbeitstages zurück in einen Hafen fahren muss, Techniker kontinuierlich auszutauschen und spezielle Fahrten zu vermeiden.
- 8) „SOV + CTV + Helikopter“: Eine Kombination aller Transportmittel ist grundsätzlich möglich, allerdings ist eine optimale Einsatzplanung in diesem Fall auch sehr komplex, was mögliche Vorteile in der Geschwindigkeit durch überhöhte Kosten und Ineffizienzen auch wieder zunichtemachen kann.

2.4. Synergien durch Kooperation

Unterschiedliche Überlegungen zur Erreichung weiterer Effizienzgewinne sind diskutiert worden. Diese wurden in anderen Industrien, z.B. in der Öl- und Gasindustrie in der Vergangenheit schon erfolgreich umgesetzt. Zum einen ist das „Clustering“ von mehreren Windparks zu nennen, bei dem eine Gruppe von Ressourcen sich um eine Gruppe von Windparks eines Betreibers kümmert. Hierbei könnten Synergien im Bereich von Lagerhaltung und Transportkapazitäten sowie bei der notwendigen Anzahl an Technikern und Werkzeugen erzielt werden.

Zum anderen kann dieser Gedanke auch auf Gruppen von Betreibern übertragen werden, wenn mehrere Windparks unterschiedlicher Betreiber sich mehrere Schiffe oder andere Ressourcen teilen. Während dies rein technisch identisch mit dem ersten Ansatz ist, ist das Aufsetzen eines solchen „Ressource Sharing“ sehr anspruchsvoll, da es schwierig ist, alle Interessen der einzelnen Betreiber zu berücksichtigen.

2.5. Großkomponententausch

Die in 2.3 beschriebenen Konzepte der Instandhaltung befassen sich nur mit ungeplanter und geplanter Instandhaltung. Hingegen sind Großkomponententausche, z.B. der Wechsel aller Blätter auf Grund von Erosion an der Blattvorderkante, oder der Wechsel eines Getriebes auf Grund eines Getriebebeschadens, nicht in diesen Konzepten enthalten. Die in der normalen Instandhaltung verwendeten Schiffe sind nicht für entsprechende Aufgaben geeignet, was ihre Krankapazitäten und allgemeine Größe angeht. Daher müssen geeignete Schiffe gechartert werden und eine Kampagne für den Komponententausch geplant werden, der deutlich mehr Ähnlichkeit mit der Installation der Gondel während der Installationsphase gemein hat.

Im Projekt Offshore-TIMES wurde der Großkomponententausch untersucht und die grundsätzliche Möglichkeit der Simulation auch in den Software-Demonstrator implementiert. Auf Grund des Kampagnencharakters und der Ähnlichkeit zu Installationsprojekten wird aber keine detaillierte Optimierung für diese Ausfälle in Offshore-TIMES durchgeführt. Für entsprechende Optimierungen steht das Software Tool COAST zur Verfügung.

3. Ressourcen und Umwelteinflüsse

In diesem Kapitel werden die notwendigen Ressourcen und die relevanten Umwelteinflüsse mit Bezug auf Offshore-Windparks beschrieben. Der Offshore-Windpark selber wird räumlich aufgelöst simuliert- jede Windturbine ist an ihrem Standort und beeinflusst so z.B. die Wege der Transportmittel.

Ressourcen für Offshore-Wind Betrieb und Instandhaltung sind Transportmittel (z.B. SOV, CTV und Helikopter), Infrastruktur (z.B. Häfen, Flughäfen und Plattformen), Ersatzteile (z.B. Großkomponenten, kleine Komponenten und Betriebsmittel) und Personal (3.1).

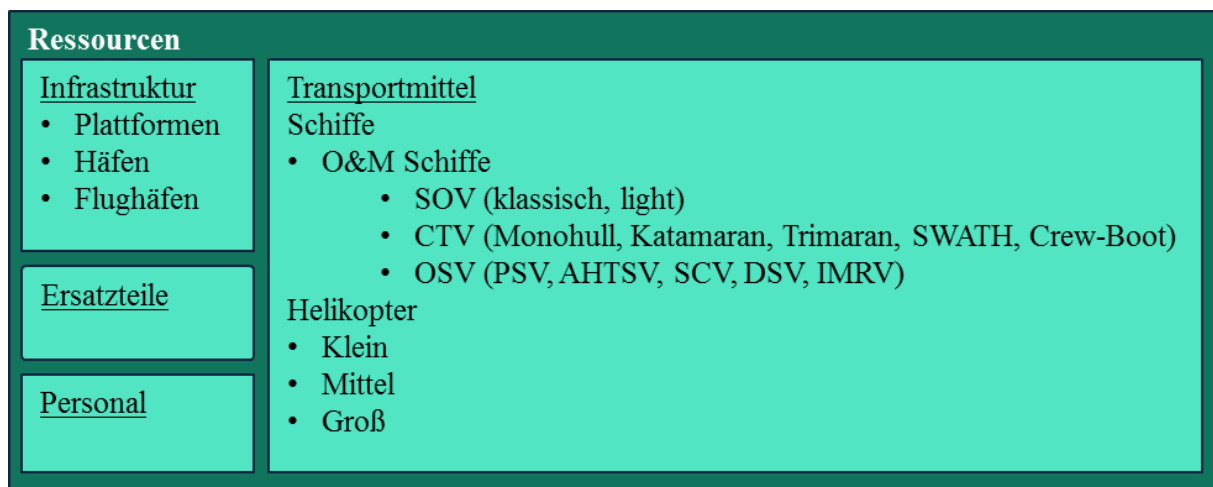


Bild 2.5-4 Ressourcen für Offshore-Windparks

Umweltbedingungen mit Relevanz für den Betrieb von Offshore-Windparks sind z.B. die Windgeschwindigkeit, die einen Einfluss auf den Energieertrag und die Zugänglichkeit sowie bei Überschreiten von Grenzwerten prinzipiell auch einen Einfluss auf die Zuverlässigkeit von Windturbinen hat. Aber auch die Wellenhöhe, die nur einen Einfluss auf die Zugänglichkeit und die Zuverlässigkeit hat.

Das Bild 2.5-5 stellt schematisch die räumliche Verteilung der Infrastruktur und Transportmittel sowie Informationen für Umweltbedingungen wie in Offshore TIMES beachtet dar.

Während die Infrastruktur (Häfen, Flughäfen und Plattformen) räumlich fixiert ist, können sich Transportmittel (z.B. SOV, CTV und Helikopter) entlang von festgelegten Routen bewegen. Mit Wegpunkten können Sperrgebiete und Verkehrstrennungsgebiete beachtet werden und ermöglichen eine realistische Routenführung. Umweltinformationen können für verschiedene Punkte definiert werden, was es ermöglicht, die Wetterbedingungen entlang dieser Routen zu beachten.

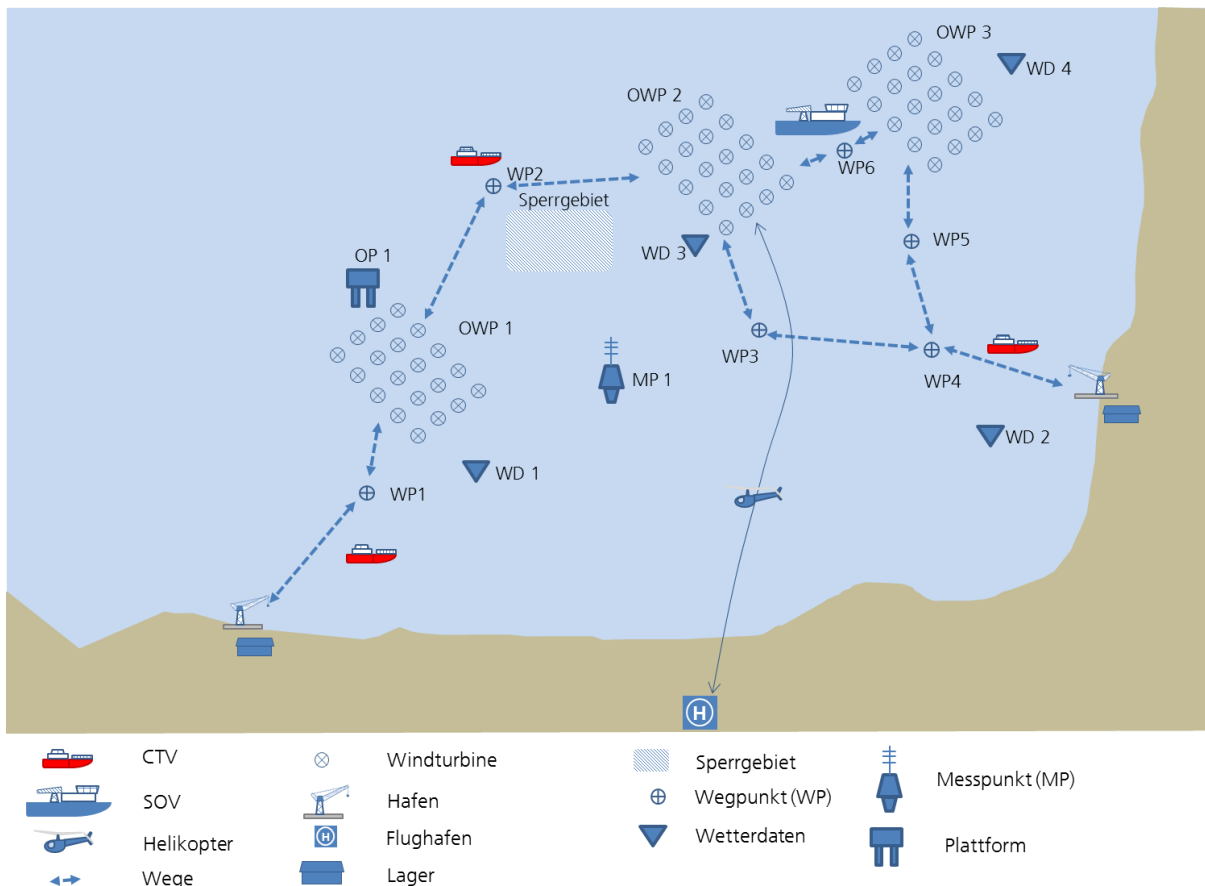


Bild 2.5-5 Räumliche Darstellung der in Offshore TIMES beachteten Aspekte.

3.1. Ressourcen für Offshore-Wind O&M

Im Folgenden werden Transportmittel, Infrastruktur, Ersatzteile und Personal detaillierter beschrieben.

3.1.1. Transportmittel

Zu den Transportmitteln im Offshore-Windpark gehören hauptsächlich Service Operation Vessels (SOV), Crew Transfer Vessels (CTV) und Helikopter. Diese werden im Folgenden detaillierter beschrieben.

Service Operation Vessel

Das Service Operation Vessel (SOV) zählt zu den komfortablen Offshore-Versorgungsschiffen. Nicht nur wegen der großzügigen Unterkünfte, sondern auch unter Berücksichtigung der Überstiegssysteme. Diese sind oft fest installiert, dadurch läuft der Überstiegsvorgang schneller und sicherer ab. Außerdem verringert sich durch feste Überstiegssysteme die Wetterabhängigkeit der Offshore-Arbeiten, so dass bei einer signifikanten Wellenhöhe von 2,5 m der Einsatz von Technikern noch möglich ist. [8]

SOVs können über mehrere Tage bzw. Wochen auf hoher See verweilen, je nachdem wie die Rahmenbedingungen sind. Mit Rahmenbedingungen sind unter anderem der

Kraftstoffverbrauch, der verfügbare Kraftstoff bzw. das Tankvolumen und rechtliche Bestimmungen für die Arbeitszeiten der Techniker etc. zu verstehen. Durch den Aufenthalt in unmittelbarer Nähe des Windparks werden Transferzeiten reduziert, somit wird eine effektive Ausnutzung der Arbeitszeit möglich. Die Arbeitszeiten können für unterschiedliche Technikerteams außerdem angepasst werden, was den Beginn der Arbeitszeit kurz vor dem ersten Einsatz (z.B. Reparatur einer Windturbine) ermöglicht und somit die Transferzeiten während der Arbeitszeit ebenfalls minimiert. [9]

Ein SOV liegt von der Größe zwischen einem Serviceschiff für den Großkomponentenaustausch (z.B. Jack-Up Vessel) und dem CTV. Es dient als Offshore-Stützpunkt und ersetzt eine fixe Plattform. Ein wesentlicher Vorteil gegenüber einer Plattform ist, dass der Einsatzort mobil ist und auch für mehrere Windparks als Stützpunkt verwendet werden kann. [9]

Ein SOV verfügt über ein großes Ersatzteillager. Neben den Technikern befinden sich auch Lagermitarbeiter und Repräsentanten des Windparkbesitzers an Bord. Zusätzlich ist häufig ein Landeplatz für Helikopter vorhanden. Ein Bordkran ist ebenfalls häufig verfügbar. Dieser ermöglicht den Materialtransport von mittelschweren Komponenten und das Handling dieser. Ein SOV kann über Tochterboote verfügen, welche bei guten Wetterverhältnissen für den Personenversatz innerhalb des Windparks eingesetzt werden um den Versatz zu beschleunigen. [8]

Zusätzlich zu Serviceeinsätzen an Windturbinen erfüllt das SOV noch weitere Funktionen wie z.B. die Arbeitskoordination und Überwachung, Einsätze an den Umspannwerken und das Betanken von Generatoren oder CTVs. [9]

Zur Standardausstattung gehören neben den Kabinen für alle Mitarbeiter auch Sozialräume. SOVs verfügen meist auch über Heimkino und Fitnessraum.

Die Größe und die Ausstattung eines SOV werden für den spezifischen Einsatz ausgewählt. Einflussfaktoren sind z.B.:

- Entfernung vom Basishafen,
- Entfernung von der Küste,
- Meeresgebiet/ Umweltbedingungen,
- Größe des Windparks.

In manchen Fällen wurde bereits festgestellt, dass SOVs für ihre Aufgaben überdimensioniert sind und nicht optimal ausgelastet werden. Der Grund für die Überdimensionierung lag in der zugrunde gelegten Performanceerwartung von Seiten der Anlagenhersteller, sowohl was die Häufigkeit von Instandhaltungseinsätzen als auch was die Effizienz von SOVs angeht.

Um dieser Überdimensionierung zu begegnen wurde eine Unterkategorie, das sogenannte „SOV Light“ (Bild 3.1-6) eingeführt. Das SOV Light stellt eine Kombination der beiden Schiffstypen SOV und CTV dar und ist bezogen auf die Größe und Einsatzfähigkeiten zwischen diese beiden einzuordnen. Im Vergleich zum herkömmlichen SOV sind SOV Light kleiner und besitzen keinen Helikopterlandeplatz. Auch eine bewegungskompensierte

Gangway ist nicht notwendigerweise an Bord. Das SOV Light soll speziell für Einsätze im Einzelpark genutzt werden. Der größte Vorteil soll in der Kostenreduktion des Charterens liegen.[9]

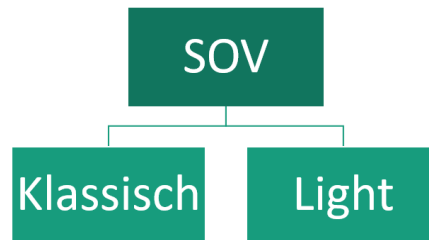


Bild 3.1-6: Ressource Kategorie SOV

Bei den herkömmlichen SOVs wird kritisiert, dass der Personenversatz innerhalb des Windparks langsam erfolgt. Es bestehen Überlegungen, einen herkömmlichen, teuren SOV durch zwei SOV Light zu ersetzen. Diese verfügen ebenso über Tochterboote. Somit wäre eine wesentliche Beschleunigung der Bewegung innerhalb des Windparks zu erreichen. Bei den Tochterbooten ist jedoch zu beachten, dass diese keine Überstiegssysteme besitzen und somit lediglich bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von bis zu 1,5 m eingesetzt werden können. [9]

Vor Einführung von spezifisch für die Offshore-Windindustrie gebauten SOVs wurden ähnliche Aufgaben von Floatels übernommen- z.B. umgebauten Fähren, die mit Boatlandings für CTVs, Lagerfläche, Technikerunterkünften und einem Helipad ausgestattet wurden. Mit der steigenden Verfügbarkeit von spezialisierten SOVs hat der Einsatz von Floatels im Betrieb von Offshore-Windparks grundsätzlich abgenommen.

Crew Transfer Vessel

CTVs dienen zum Transfer der Techniker inklusive Materialien, sowie dem Equipment und kleinen Ersatzteilen vom Hafen oder Offshore-Stützpunkt zur Windturbine. Dabei sind die Kapazitäten in Bezug auf das Personal und die Ausstattung begrenzt. Bei dem Transfer handelt es sich um eine tägliche Tätigkeit. [10]

CTVs fahren nach einer Schicht die Mannschaft wieder zurück zur Küste oder zum Stützpunkt. Die Dauer einer Schicht beträgt 12 Stunden. Ein Windpark kann mit mehreren Schichten am Tag bedient werden. Es arbeiten auch Techniker aus mehreren Schichten zur gleichen Zeit an den Windturbinen. Der Einsatz der CTVs ist nicht durch Dunkelheit bzw. Tageslicht begrenzt. Der Arbeitsbereich wird durch die Decksbeleuchtung der Schiffe und durch Transition-Piece-Beleuchtungen bestrahlt. Grundsätzlich hat ein Servicekonzept mit CTVs daher eine hohe Einsatzverfügbarkeit.

Für Windparks in Küstennähe sind CTVs eher geeignet, da für diese die Transferzeit angemessen ist. Dennoch muss bei der Transferzeit mit bis zu drei Stunden je Strecke gerechnet werden. Die Transferzeit zählt zu der Arbeitszeit der Techniker. Wenn man bei Windparks mit weiten Entfernungen von der Küste CTVs einsetzen möchte, sollte

idealerweise mit Offshore-Stützpunkten oder einem Mutterschiff-Konzept die Transportstrecke verkürzt werden. [9]

Die Einsatzgrenze eines CTVs wird durch die Wellenhöhen und -richtung sowie durch Windgeschwindigkeit und -richtung bestimmt. Die signifikante Wellenhöhe, für die Schiffe ausgelegt sind, variiert je nach Bauform zwischen 1.2m im Fall von Monohulls und mehr als 2.5m im Fall von Small Waterplane Area Twin Hull (SWATH). Besonders der Überstieg wird durch die Umweltfaktoren beeinflusst. Bei der Überstiegsmethode handelt es sich um das sogenannte Boatlanding (dt. Schiffsanlandung). Dabei fährt das Schiff mit Bug gegen die Leiter des Transitionpieces, um den Überstieg der Techniker auf dieses zu ermöglichen. Bei dieser Art des Überstiegs entstehen Gefahren für die Techniker, wie z.B. der Gleichgewichtsverlust o.a. die Sturzgefahr beim Abrutschen. [9]

CTVs mit unterschiedlichen Bauformen werden eingesetzt, die sich in ihren Seegangseigenschaften deutlich unterscheiden. Während das klassische Monohull relativ geringe Kosten in der Anschaffung verursacht, hat es auch geringere Einsatzgrenzen. Andere Bauformen mit einem kleinen Querschnitt an der Wasseroberfläche besitzen höhere Einsatzgrenzen (Katamaran, Trimaran, SWATH, Bild 3.1-7). Allerdings werden diese höheren Einsatzgrenzen mit einer reduzierten Zuladung und höheren Anschaffungskosten erkauft. Neben den großen CTVs werden Techniker auch mit kleineren (Schlauch-) Booten auf Windturbinen übersetzt, die grundsätzlich demselben Konzept wie die anderen Schiffe folgen. [11]

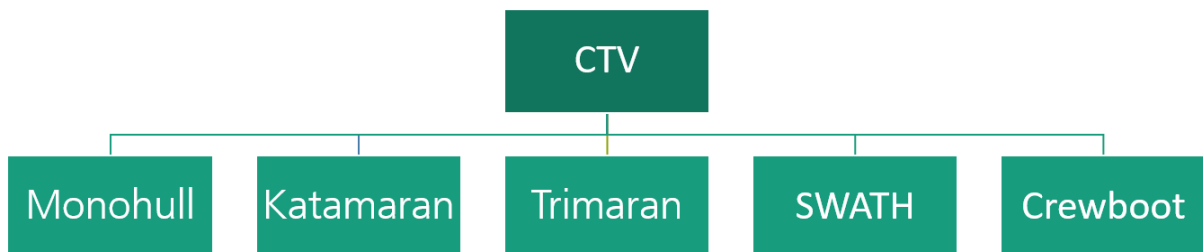


Bild 3.1-7: Ressource Kategorie CTV

OSV

Unter dem Begriff Offshore Supply Vessel (OSV) sind im allgemeinen Schiffe zu verstehen, welche die Offshore-Einsätze unterstützen bzw. versorgen. Sie erfüllen Aufgaben wie den Transport von Materialien, Ausrüstung und Personal (ausgenommen sind davon Mannschaftsboote) zu, von und zwischen WEA. Zudem dienen Sie auch als Materiallager am Einsatzort. OSV werden auch Offshore-Versorgungsschiffe genannt. Diese transportieren erforderliche Strukturkomponenten und unterstützen auch die Frachtversorgung.

OSV bieten technische Verstärkung auf hoher See, damit die betrieblichen Prozesse reibungslos und ohne unerwünschte Unterbrechungen ablaufen. Unter anderen sichern sie auch den Bereich des Offshore-Einsatzes ab.

OSV werden anhand ihres Tätigkeitsumfangs unterteilt. Es gibt spezielle Konstruktionen in Abhängigkeit von der Unterstützungsart bzw. Verwendungszweck.

Helikopter

Die Logistik-Konzepte zum Betrieb und zur Instandhaltung von Offshore-Windparks umfassen auch Helikopter. Der Helikoptereinsatz ist besonders im Winter gefragt, da dann aufgrund von schlechten Wetterverhältnissen wie z.B. hohem Wellengang oder stürmischer See der Transport der Techniker mit Einsatzschiffen nicht realisierbar ist. [12] Der Helikopter hingegen ist unabhängig vom Seegang und nahezu wetterunabhängig, bis auf extreme Windgeschwindigkeiten und schlechte Sichtweiten. Niedrige Temperaturen und schlechte Sichtverhältnisse wie z.B. starker Nebel und schwere Niederschläge sind wichtige Einsatzgrenzen. [13] Zusätzlich wird der Helikoptereinsatz durch Sicherheitsmaßnahmen beschränkt, z.B. ist dieser nur bei Tageslicht erlaubt. [9]

Helikopter sind besonders geeignet für die Betriebsphase von Offshore-Windparks. Für den Einsatz in Notfällen oder bei kleineren Reparaturen, wozu nur wenig Material benötigt wird. Zum einen geht es dabei um die Tragfähigkeit des Helikopters und zum anderen darum, dass die Techniker, wenn sie sich per Winde abseilen sollen, nicht so viel tragen können.

In Bezug auf die Tragfähigkeit bzw. Kapazität in Hinsicht auf den Personentransport gibt es Beschränkungen. Der Transport von einer begrenzten Anzahl an Personen (ca. 3-15 Personen) ist möglich. Eine Differenzierung der Helikopter erfolgt in die Klassen Small/Light, Medium und Large (vgl. Bild 3.1-8). [14] Das Strukturierungskonzept ist abgeleitet von den Transporthubschraubern für militärische Einsätze. Dort erfolgt eine Einteilung der Klassengrenzen anhand des Höchstabfluggewichtes. Dahingegen gibt es keine Beschränkung durch die Geschwindigkeit, anders als bei so manch anderem Transportmittel wie z.B. dem CTV. [13][9] Die Helikopterklasse definiert nicht die Ausstattung des Helikopters.

Ein weiterer Unterschied zu den Transportmitteln des Seewegs ist, dass die Charterkosten von Helikoptern im Minutentakt abgerechnet werden. Bei Schiffen wird mit Tagescharterraten gerechnet. Die Kosten des Helikopterflugbetriebs sind vor allem an die Transportkapazitäten, die Ausrüstung, die Besatzung und den Leistungsumfang gebunden. [13]

Abhängig von den Wetterverhältnissen und der Helikoptertechnik können Helikopter entweder auf einem Helideck (wenn vorhanden) landen oder das Personal per Winde auf die Windenbetriebsfläche von Windturbinen, Plattformen und Schiffen abseilen.

Der Personenversatz mittels Helikoptern erfolgt meist von der Küste bzw. vom Servicehafen aus. Bei einem weit vom Land entfernten Windpark ist die Stationierung eines Helikopters auf einer Wohnplattform möglich. Der stationäre Einsatz hat zusätzliche Anforderungen an die Offshore-Plattform, diese sind unter anderem ein eigener Heli-Hangar, zertifiziertes Instandhaltungspersonal für die Helikopterinstandhaltung und Personal zur Bedienung des Heli-Funks. Außerdem müssen ein Treibstoffbunker, die Versorgung von Betriebsstoffen und ein Helideck auf der Plattform verfügbar sein. Des Weiteren wird der Helikopter beim stationären Einsatz nur für einen Kunden vorgehalten und betrieben. [13]

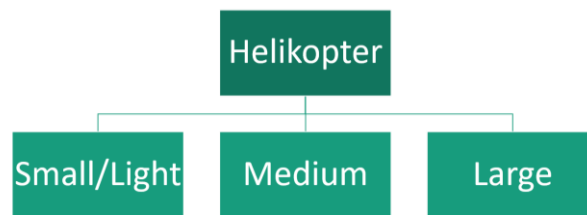


Bild 3.1-8: Ressource Kategorie Helikopter

3.1.2. Infrastruktur

Häfen und Flughäfen existieren an verschiedenen Stellen entlang der Küste. Für Flughäfen und Häfen ist die Distanz zum Offshore-Windpark ein sehr wichtiges Auswahlkriterium zwischen grundsätzlich nutzbaren Einrichtungen.

Häfen

Der Nutzen eines Hafens für die Offshore-Windenergie definiert sich über eine Reihe verschiedener Eigenschaften. Einige dieser Eigenschaften sind eher technischer Natur und können grundsätzlich angepasst werden, andere sind durch die lokalen Gegebenheiten bestimmt. Untenstehend einige wichtige Aspekte, basierend auf [15]:

Technische Details:

- Geographische Lage
- Kailänge
- Flächentraglast der Hafenanlagen
- Maximale Schiffsgröße (Länge, Tiefgang)

Wasserseitig:

- Tidenhub
- Wassertiefe
- Verfügbare Liegeplätze und -größe

Serviceangebote

- Stromanschluss
- Schiffsreparatur
- Ingenieurdienstleistungen
- Arbeitsschiffe
- Unterwassersupport
- Bunkermöglichkeiten

Allgemeine Eigenschaften:

- Büroflächen
- Lagerfläche und -häuser
- Mobile Kräne
- Portalkräne
- Schlepper

Logistik

- Bahnanbindung
- Autobahnanbindung
- Anbindung an Flughafen
- Eigenes Helipad

Einige der genannten Eigenschaften sind zwingend bei der Wahl des Hafens, z.B. die Wassertiefe. Andere Aspekte wie z.B. die Reparaturfähigkeiten eines Hafens mögen nicht automatisch zum Ausschluss eines Hafens führen, wenn Alternativen für diese Einzelfälle zur Verfügung stehen.

Abhängig von der gewählten Instandhaltungsstrategie und den dazugehörigen Schiffen sowie den notwendigen Lagerkapazitäten können unterschiedliche Häfen von Relevanz sein. Auch ist eine Kombination von Häfen denkbar, wenn das Servicekonzept z.B. aus einer Kombination von SOV und CTV besteht und der nächstgelegene Hafen in der Lage ist, CTVs zu entsenden, aber eine zu geringe Wassertiefe für ein SOV vorweist.

Flughäfen

Flughäfen sind als Startpunkt für landbasierende Helikopterflüge für Offshore-Windparks relevant. Die technischen Anforderungen an entsprechende Flughäfen sind begrenzt, da Helikopter z.B. nur wenig Platz benötigen, um starten und landen zu können. Anforderungen bestehen im Bereich der Verfügbarkeit des Flughafens, so dass der Helikopter immer eingesetzt werden kann, wenn dies auf Grund von Servicetätigkeiten notwendig ist. Potenziell sind daher manche Flughäfen nicht geeignet, da sie aus administrativen oder anderen Gründen nicht zu jeder Tageszeit als Startpunkt verwendet werden können.

Offshore-Plattformen

Plattformen sind ein wichtiger Bestandteil der O&M-Konzepte für die Offshore-Logistik. Im Bereich des Betriebes und der Instandhaltung werden Forschungsplattformen nicht berücksichtigt, diese sind hilfreich bei früheren Entscheidungen wie z. B. der Standortauswahl. Des Weiteren wird der Großkomponentenaustausch nicht berücksichtigt, somit auch nicht die Hubplattformen, welche zum Errichten der Windparks oder zum Austausch von Großkomponenten eingesetzt werden.

Für den Bereich der O&M-Tätigkeiten gibt es auch unterschiedliche Varianten bzw. Entwicklungen von Plattformen, die für die Erfüllung von unterschiedlichen Funktionen ausgelegt sind.

Die Idee der Plattform stammt aus der Öl- und Gas-Industrie. Eine Plattform kann entweder ein eigenständiger Stützpunkt oder auch Teil des Umspannwerkes sein. Für den Einsatz in der Offshore-Windenergie mussten die bereits bekannten Plattformen weiterentwickelt werden, da noch ein zusätzlicher Transport zum Einsatzort erforderlich ist. [9] Die Plattformen, die im Rahmen dieser Arbeit bzw. der Offshore TIMES Software betrachtet werden, sind vom Standort unbeweglich. Sie stehen auf festem Grund und bieten somit mehr Sicherheit und Komfort für die Teams. [10] Zum Transport der Personen von der Plattform zum Offshore-Windpark werden oft CTV eingesetzt. [9]

Bei dem Umspannwerk geht es grundsätzlich darum, den Strom der Windturbinen des Offshore-Windparks zusammenzuführen und gemeinsam auf einer höheren Spannungsebene umzuwandeln. Die Ziele sind, die Verluste und den Aufwand für die Übertragung der

elektrischen Energie zu reduzieren. Die Kernkomponente des Umspannwerkes ist der Transformator.²

Plattformen als Stützpunkt bieten Unterkünfte in direkter Nähe des Windparks, wodurch Anfahrtszeiten eingespart werden können. Ein Stützpunkt bietet sich für die Betriebsführung von mehreren Windparks an. Somit ist eine Effizienzsteigerung im Bereich des Offshore-Einsatzes möglich. Kürzere Anfahrtszeiten sind besonders bei ungeplanten Ausfällen nützlich. [10]

Die Ausstattung der Plattformen variiert. In der Regel stehen Einzelzimmer mit Dusche, Internet und Telefon für die Crew, Verpflegungsbereiche, Sanitätsbereiche, Werkstätten, Lagerbereiche, Büros und Platz für Freizeitaktivitäten zur Verfügung. [10] Für einen angenehmen Aufenthalt sind oft auch Sozialräume vorhanden. Die Plattform muss zur Aufrechterhaltung des Betriebs mit Gütern versorgt werden. Für den Fall, dass Plattformen aufgrund schlechter Wetterverhältnisse nicht erreicht werden können, ist es erforderlich, genügend Proviant zu bevorraten. [9] Außer dem Lager für den Proviant ist auch noch ein Lager für die Ersatzteile und das Equipment möglich (optional anzubauen). [9]

Eine Plattform wiegt mehrere hunderte Tonnen. Sie wird an Land zusammengebaut und mit Schiffen transportiert.

Neben Plattformen, die Teil eines Umspannwerkes sind, gibt es auch solche, die eine Aufteilung in Funktionsbereiche besitzen (vgl. Bild 3.1-9).

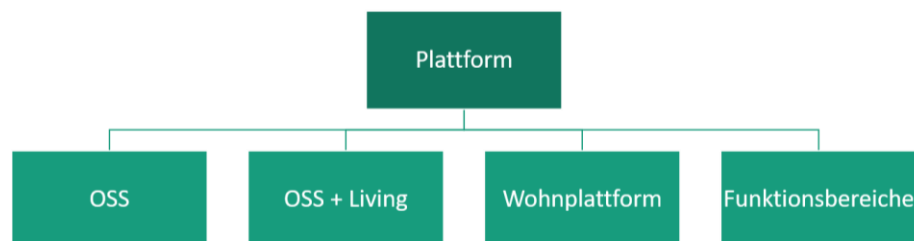


Bild 3.1-9: Ressource Kategorie Plattform

Beschreibung OSS

Die OSS (Offshore Substation) ist eine Umspannplattform. Die Plattform wird komplett an Land montiert und anschließend zum Bestimmungsort bzw. bestimmten OWP transportiert und auf einem Fundament installiert. Es ist möglich, die Offshore Substation lediglich für Energieumwandlungs- und –übertragungszwecke einzusetzen oder auch noch zusätzlich mit einem Ersatzteillager und Wohnbereichen auszustatten.

² <http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Leitungen-auf-See/Technik/Umspannplattform>

Bei der Übertragung des Stroms des OWP's an Land wird der Strom der OWEA zusammengeführt und gemeinsam auf einer höheren Spannungsebene umgewandelt. Es geht darum, bei der Übertragung der elektrischen Energie möglichst geringe Verluste zu haben.

Es gibt verschiedene Varianten der Umspannplattform, welche im Folgenden näher betrachtet werden.

OSS + Living

Die Plattformen, welche als OSS + Living betitelt werden, erfüllen viele Funktionen. Zum einen dienen diese als Umspannplattform, aber auch als Lager für Ersatzteile und bieten komfortable Unterkünfte für die Techniker. Daneben verfügen sie auch über einen Landeplatz für Helikopter.

Alle Funktionen sind in einem Gebäude bzw. Bauwerk untergebracht. Zum einen ist es praktisch, alle Bereiche kompakt zusammen zu haben. Auf der anderen Seite ist es sicherheitstechnisch und rechtlich kompliziert, da besondere Sicherheitsvorkehrungen vorgenommen werden müssen. Da sich wahrscheinlich Gefahrstoffe wie z.B. Schmierstoffe im Lager befinden und im selben Gebäude Techniker untergebracht sind. Des Weiteren befindet sich auch noch ein Landeplatz für Helikopter auf dem Bauwerk.

Wohnplattform

Wohnplattformen beherbergen neben Unterkünften für die Techniker auch Verpflegungsbereiche, Sanitätsbereiche, Werkstätten, Lagerbereiche, Büros und Platz für Sport- und Freizeitaktivitäten.

Durch die Errichtung einer Wohnplattform in unmittelbarer Nähe des Offshore-Windparks wird die tägliche Anfahrtszeit zu diesem eingespart und somit eine effektivere Arbeitszeit erzielt.

Plattform mit Funktionsbereichen

Bei der Plattform mit Funktionsbereichen handelt es sich um eine Multifunktionsplattform. Diese dient als Lager, bietet Unterkünfte inklusive Büros und auch Freizeitbereiche. Daneben verfügt die Plattform auch über einen Landeplatz für Helikopter. Das Neue an diesem Konzept ist, dass die Funktionen nicht im selben Gebäude untergebracht sind, sondern auf eigenen Fundamenten stehen. Zwischen den Fundamenten gibt es feste Brücken, die das Übergehen von Gebäude zu Gebäude zu Fuß ermöglichen.

Wesentliche Vorteile der bereichsspezifischen Gebäude sind die rechtlichen und sicherheitstechnischen Aspekte. Diese müssen dann immer nur für den jeweiligen Abschnitt betrachtet werden, sodass die Vorkehrungen auf dem Wohnabschnitt unabhängig von den Vorkehrungen für das Lager sind.

3.1.3. Ersatzteile

Ersatzteile für Offshore-Windparks können in hauptsächlich drei Gruppen unterteilt werden:

- Großkomponenten werden in speziellen Kampagnen ausgetauscht. Dazu gehören z.B. Getriebe, Generatoren und Windturbinenblätter.
- Kleinkomponenten, die vom Kran auf dem Transitionpiece und dem Kran in der Windturbinengondel gehoben werden können. Dies können z.B. Motoren zur Windnachführung oder Blattverstellung sein. Andere Komponenten könnten z.B. Ölfiltereinrichtungen sein.
- Betriebsmittel, z.B. Schmiermittel, die regelmäßig ergänzt oder ausgetauscht werden müssen.

Die unterschiedlichen Komponenten müssen in adäquaten Mengen vorgehalten werden. Diese Mengen bestimmen sich aus der verwendeten Lagerhaltestrategie, die wiederum aufgrund der Wichtigkeit der Komponente und dem Servicekonzept ausgewählt wird:

- A-Komponenten, die einen großen Einfluss auf die Performance der Windturbine oder des Windparks haben, die große Kosten durch ihren Ausfall verursachen oder deren Ersatz teuer ist
- B-Komponenten, deren Ausfall einen begrenzten Einfluss auf die Windturbinen- bzw. Windparkperformance hat und deren Ersatz schnell und relativ kostengünstig möglich ist.
- C-Komponenten, deren Ausfall einen sehr begrenzten Einfluss auf die Windturbinen- bzw. Windparkperformance hat und deren Ersatz nicht sofort stattfinden muss.

Für den Austausch einer Großkomponente ist es notwendig, ein Jack-up Vessel zu chartern. Daher ist hier typischerweise eine lange Wartezeit (Leadtime) für das Schiff anzusetzen. Auf Grund der hohen Kosten wird häufig geprüft, ob sich der Einsatz entsprechender Schiffe nicht in einer Kampagne bündeln lässt, was die Kosten für die Mobilisierung und Demobilisierung auf mehrere Reparaturen verteilt. Neben der Leadtime für das Schiff kann auch die Leadtime für die Ersatzteile lang sein und einen großen Einfluss auf die Planung des Austauschs haben.

Für kleinere Komponenten ist die Wartezeit auf das Schiff minimal, da sie mit den typischen Service-Schiffen transportiert werden können. Allerdings existieren weitere Wartezeiten. Vom Hersteller bis zur Installation auf der Windturbine sind das unter anderem:

- 1) Bestellung beim Hersteller
- 2) Herstellung der Komponente
- 3) Lieferung zum Lager
- 4) Aufnahme der Komponente im System
- 5) Lieferung der Komponente zum Schiff nach Anforderung
- 6) Transport zur Windturbine

Hinzu kommt z.B. die Verfügbarkeit des notwendigen Personals.

Für jede Komponente ist die resultierende Leadtime unterschiedlich. Auch hängt die Leadtime vom Lager- und Servicekonzept ab, da ein SOV als mobiles Lager viele Komponenten direkt im Windpark mitführt und die ersten fünf Punkte (bei gefülltem Lager) im Vorhinein erledigt wurden.

3.1.4. Personal

Für den Betrieb und die Instandhaltung von Offshore-Windparks ist unterschiedlichstes Personal mit den verschiedensten Ausbildungen von Nöten. Neben Mitarbeitenden in der

Verwaltung und der Leitwarte gehört hierzu auf SOVs z.B. auch das Küchenpersonal sowie Kabinenstewards.

Auch wenn alle Aufgaben notwendig sind, um den Betrieb zu gewährleisten, ist für die Betrachtung der Instandhaltung vor allem relevant, ob Wartungsaufträge durchgeführt werden können. Hierfür sind neben der Schiffscrew, die für den Transport zuständig ist, die Techniker wichtig.

Für unterschiedliche Teile der Offshore-Windturbine sind unterschiedliche Qualifikationen notwendig. Nicht jeder Techniker hat jede Qualifikation. Viele Qualifikationen müssen durch wiederkehrende Trainings erneuert werden.

Während typische Arbeiten vom O&M-Team selber abgedeckt werden können müssen, gibt es einzelne Aufträge, für die Spezialisten in den Windpark geholt werden müssen, die nicht einem einzelnen Windpark zugeordnet sind oder von Extern hinzugezogen werden.

3.2. Umweltbedingungen

Die folgenden Beschreibungen basieren auf den Arbeiten im Projekt COAST (FKZ: 0325409) und wurden für das Projekt Offshore TIMES angepasst.

Betrieb und Instandhaltung von Offshore-Windparks ist in hohem Grade abhängig von den Umweltbedingungen. Besonders stark ist der Einfluss von Wellenhöhe und Wellenlänge bzw. -frequenz sowie Windgeschwindigkeiten. Zum einen beschränken diese Faktoren den Zugang zu den Windturbinen (siehe 3.1.1 für Grenzen des Überstiegs von unterschiedlichen Schiffen zu Windturbinen). Zum anderen beeinflussen sie auch die Arbeitsfähigkeit der Techniker. Andere Faktoren wie Sichtweite und Tageslichtzeit spielen ebenfalls eine Rolle.

Da der Betrieb von Offshore-Windparks über einen Zeitraum von 20 Jahren und mehr andauert, auf der anderen Seite aber fast jeden Tag Arbeiten am Windpark ausgeführt werden, ist es notwendig die Einsatzfähigkeit der vorhandenen Ressourcen zu jedem Zeitpunkt bestimmen zu können und das über die gesamte Lebensdauer.

Die Windgeschwindigkeit beeinflusst nicht nur Betrieb und Instandhaltung direkt, sondern auch indirekt, da die vorherrschende Windgeschwindigkeit auch bestimmt, wie viel Strom vom Windpark erzeugt werden kann oder aber hätte erzeugt werden können, falls die Windturbine betriebsbereit gewesen wäre.

Für die Instandhaltungsaufträge ist es notwendig, zu bestimmen, ob der jeweilige Einsatz erfolgreich durchgeführt werden kann. Dies ist möglich, indem für jeden Zeitschritt die unterschiedlichen Wettereinflüsse mit den Einsatzgrenzen der eingesetzten Ressourcen verglichen werden. Bild 3.2-10 zeigt beispielhaft, wie sich der Arbeitsablauf verschieben kann, wenn die Wellenhöhe zeitweise über der akzeptablen Schwelle liegt. Hierbei ergeben sich Zeiträume, in denen nicht gearbeitet werden kann („Waiting on Weather“, WoW).

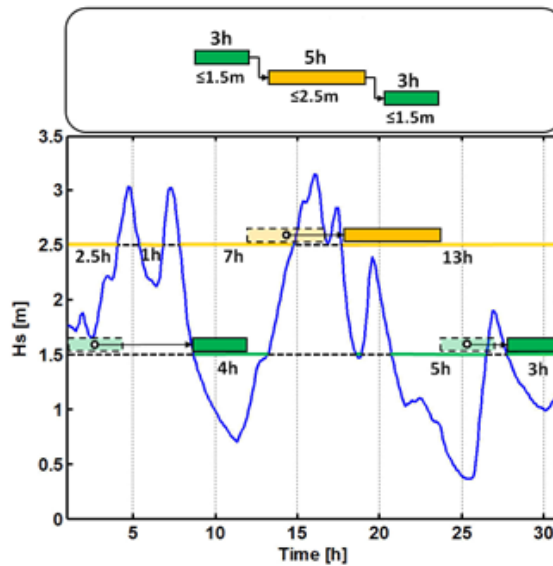


Bild 3.2-10: Auswirkung von Wellenhöhe auf Instandhaltungsarbeiten

Entsprechende Abgleiche müssen für alle beachteten Parameter und jeden Zeitschritt durchgeführt werden, um die durchführbaren Arbeiten zu identifizieren. Am Ende eines Arbeitstages kann in der Leitwarte festgestellt werden, wie viele der geplanten Arbeiten durchgeführt worden sind, welche nur teilweise durchgeführt werden konnten und welche komplett in den Pool nicht erledigter Arbeiten zurückverwiesen werden müssen.

4. Zuverlässigkeitsmodul

4.1. Einleitung

Das hier beschriebene Zuverlässigkeitsmodul liefert die Informationen zur Zustandsbeschreibung der verschiedenen Subsysteme von Offshore-Windparks und die Modellierung der Ausfallwahrscheinlichkeit, um den Instandhaltungsbedarf zu ermitteln. Die Struktur und die Zustandsbeschreibung der Subsysteme werden hierbei generisch, modular aufgebaut. Hierzu werden relevante Einflussgrößen auf die Zuverlässigkeit ausgewählt und Informationen aus der vorhandenen Fraunhofer-IEE-Schadensdatenbank einbezogen. Die entwickelten Funktionen beinhalten Unsicherheiten sowie Wetterabhängigkeiten und Abhängigkeiten von anderen Stressfaktoren. Außerdem wird neben der Modellierung der Ausfallraten auch die Reparatur- bzw. Instandsetzungssituation inklusive der dafür notwendigen Ressourcen modelliert. Das systematische Vorgehen dieser Modellierung wird in den folgenden Kapiteln beschrieben.

4.2. Grundlagen zur Modellbildung

Zu Beginn dieses Kapitels werden im Abschnitt 4.2.1 die für das Zuverlässigkeitsmodell relevanten Subsysteme einer Windenergieanlage (WEA) und ihre Funktionsweise beschrieben. Abschnitt 4.2.14 liefert einen Überblick über die zur Modellierung einbezogenen empirischen Zuverlässigkeitsstudien und die daraus gewonnenen Ergebnisse zu Ausfallraten. In Abschnitt 4.2.31 wird für die verschiedenen Subsysteme erläutert, welche Ursachen zu Fehlern bzw. Ausfällen führen. Anschließend folgt in Abschnitt 4.2.44 die Beschreibung des für die Instandhaltung benötigten Ressourcenmodells.

4.2.1. Beschreibung der verschiedenen Subsysteme einer WEA

Der heutzutage am häufigsten verwendete Aufbau einer Windenergieanlage ist die dreiblättrige WEA mit horizontaler Achse. Rotorsysteme einer horizontalachsigen WEA können weiterhin eingeteilt werden basierend auf der Ausrichtung des Rotors am Turm (in Windrichtung oder entgegen der Windrichtung), der Blattverstellmechanismen (Stallregelung oder Pitchregelung), der Anzahl der Rotorblätter und der Art der Windrichtungsnachführung (passive oder aktive Windrichtungsnachführung) [16]. Die Bewegungsenergie der über den Wind angetriebenen Rotorblätter wird entweder direkt zu einem Generator übertragen oder über ein Getriebe, welches die Umdrehungsgeschwindigkeit der antreibenden Welle erhöht. Eine Windenergieanlage ist ein System aus vielen Komponenten, die jeweils in Subsysteme eingeteilt werden können. Abbildung 1 stellt wichtige Subsysteme bzw. Komponentengruppen einer WEA dar. Zur Einteilung der Komponenten in Gruppen dient das Reference Designation System for Power Plants, kurz RDS-PP® [17], das aus einer Weiterentwicklung des Kraftwerks-Kennzeichen-System hervorging. Das RDS-PP® ist ein als ISO/TS 16952-10 zur Normierung vorgelegtes System zur Anlagenkennzeichnung und dient der Bezeichnung und Einordnung von Komponenten, die ihren Einsatz in Kraftwerken finden. Für das System der Kennzeichnung werden die Strukturierungsprinzipien aus der

internationalen Normenwelt, z.B. der DIN EN 81346-1, verwendet. Mit dem RDS-PP® Schlüssel ist eine hersteller- und betreiberunabhängige Einordnung der Komponenten möglich, die international und firmenübergreifend verwendet werden kann.

Die Strukturierung einer WEA nach RDS-PP® ist nach Funktionen und funktionalen Einheiten klassifiziert. Es ermöglicht außerdem auch die Kennzeichnung von Standorten, Werken, Systemen und Betriebsmitteln. Unabhängig von Hersteller, Bauart, Einbauplatz usw. wird damit eine eindeutige Zuordnung der Komponenten zu funktionalen Gruppen und Systemen möglich. Das RDS-PP® gibt hierfür eine einheitliche Bezeichnung sämtlicher Funktionen einer Anlage vor, sodass sich unabhängig von Bauart, räumlicher Anordnung, Hersteller- oder Anlagentyp einheitlich bezeichnete Funktionsgruppen ergeben.

Bild 4.2-11 zeigt die grundsätzliche Gliederung der Struktur des Windenergieanlagensystems nach RDS-PP® anhand von Beispielen.

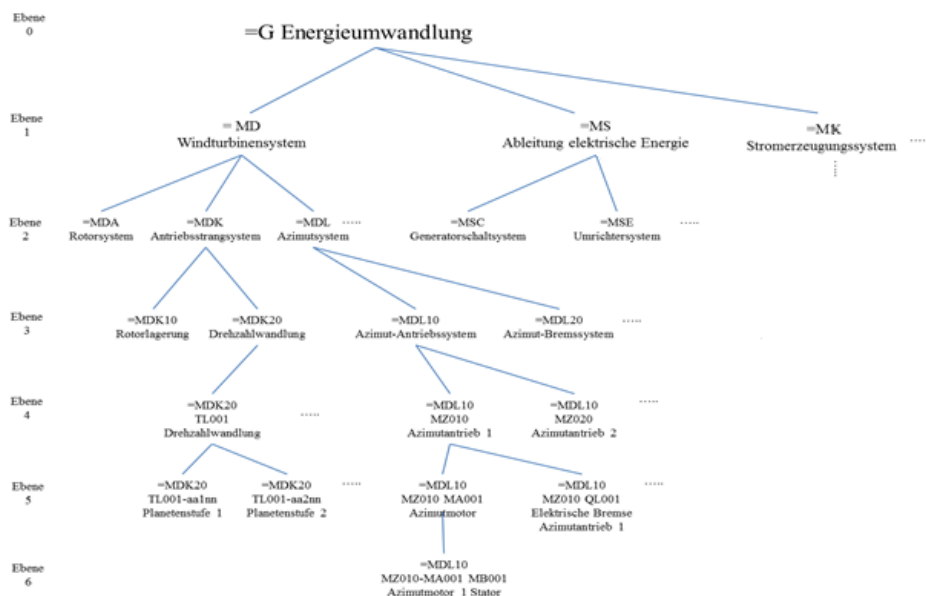


Bild 4.2-11: Baumstruktur des RDS-PP®

Die für das Zuverlässigkeitsmodell relevanten Subsysteme bzw. Komponentengruppen einer modernen Windenergieanlage, ihre Bezeichnung nach RDS-PP® und ihre Funktionsweisen nach Heier [18] und Hau [19] werden im folgenden Abschnitt beschrieben.

4.2.2. Rotorsystem (=MDA)

Das Rotorsystem wandelt die kinetische Energie des Windes in mechanische Energie um, die es dem Antriebsstrang am Flansch der Rotornabe zur Verfügung stellt. Seine Aufgaben sind die Erzeugung des Antriebs-Drehmoments als auch die Abbremsung des drehenden Rotors.

Bei Windenergieanlagen mit Pitchregelung sind zwischen der Nabe und den Rotorblättern Wälzlager verbaut, sodass sich die Blätter um ihre Längsachse drehen können. Innerhalb der Nabe regelt das Pitchsystem diese Blattverstellung. Heutzutage haben die meisten Windenergieanlagen ein individuelles Pitchsystem für jedes Rotorblatt. Bei der Drehung des

Rotorblatts kann der Anstellwinkel so verändert werden, dass sich der Auftrieb und damit das Drehmoment des Rotors erhöhen oder reduzieren. So können bei starkem Wind die abgegebene Leistung auf die Nennleistung des Generators und die auf anderen Komponenten wirkenden Lasten begrenzt werden. Entweder wird das Pitchsystem elektrisch oder hydraulisch angesteuert. Zum Rotorsystem zählen die Blätter, die Nabe, das Pitchsystem sowie die blattspezifische Sensorik.

4.2.3. Antriebsstrangsystem (=MDK)

Der Antriebsstrang einer WEA überträgt das durch den Rotor erzeugte Drehmoment auf das Generatorsystem. Die langsame Hauptwelle verbindet den Rotor mit dem Getriebe und die schnelle Welle das Getriebe mit dem Generator. Das Getriebe bzw. das System zur Drehzahlwandlung erhöht die Rotationsgeschwindigkeit der Hauptantriebswelle von beispielsweise 15-20 Umdrehungen pro Minute (min^{-1}) auf 1500 min^{-1} , um mit dem Generator eine netzsynchrone Frequenz zu erzeugen. Das Getriebe ist eine der schwersten und teuersten Komponenten einer Windenergieanlage. Am häufigsten werden drei-stufige Planetengetriebe verbaut. Zum Antriebsstrang zählen Rotorlagerung, Hauptwelle, Drehzahlwandlung, schnelle Welle, Bremssystem, Kupplung und Hilfssysteme.

Bei der Modellierung des Ausfallverhaltens wird das Getriebe aufgrund seiner hohen Bedeutung für die Zuverlässigkeit der WEA neben den anderen Elementen des Antriebsstrangsystems als eigenständiges System in das Modell integriert.

4.2.4. Zentrales Schmiersystem (=MDV)

Die zentrale Schmierversorgung versorgt mehrere Verbraucher in verschiedenen Systemen mit Schmiermitteln. Bislang sind diese Mehr-Schmiermittelsysteme in WEA nur selten verbaut. MDV enthält nur den zentralen Teil des Schmiersystems, der die Versorgung für mehrere Systeme bereithält.

4.2.5. Zentrales Hydrauliksystem (=MDX)

Das zentrale Hydrauliksystem versorgt mehrere Verbraucher in verschiedenen Systemen mit Hydraulikdruck und übernimmt zentrale Kühl- und Reinigungsfunktionen des Hydrauliköls. Verbraucher können das Pitchsystem MDA10, Bremssystem MDK30 und das Azimut-Bremssystem MDL20 sein. Zum zentralen Hydrauliksystem zählen Schlauchleitungen / Verrohrung, Tank, Motor, Pumpe, Kupplung, Halterung, Kabel und Rückschlagventil.

4.2.6. Stromerzeugungssystem (=MKA)

Das Stromerzeugungssystem wandelt die kinetische Rotationsenergie des Getriebes in elektrische Energie. Man unterscheidet bei den Bauarten zwischen Asynchron-, Synchrongeneratoren und Generatoren mit Permanentmagneterregung. Die Ausführung des Systems lässt sich unterscheiden in Drehzahlvariable Systeme mit Frequenzumrichter, in Drehzahlfeste Generatorsysteme mit direkter Kopplung ans Netz und Drehzahlvariable Systeme ohne Getriebe mit Direktantrieb durch den Rotor. Variable Drehzahlen erlauben trotz

unterschiedlicher Windgeschwindigkeiten einen optimalen aerodynamischen Wirkungsgrad des Rotors und eine Reduktion mechanischer Lasten bei böigem Wind.

Während bei konventionellen Kraftwerken die Systeme Generation, Erregung, Lagerung und Kühlung unterschieden werden, sind diese Aufgaben bei WEA vollständig im System MKA abgebildet. Zu den Komponenten des Stromerzeugungssystems zählen Generator (Rotor und Stator), Anschlusskasten, Lager und Kühlsystem.

4.2.7. Azimutsystem (=MDL)

Das System zur Windrichtungsnachführung (Azimut) richtet das Maschinenhaus und damit den Rotor durch Stellmotoren zur aktuellen Windrichtung aus. Die Last der Gondel wird von Lagern gestützt, deren natürliche Dämpfung zusätzlich zu einer mechanischen Bremse genutzt wird, damit die Windrichtungsnachführung langsam und stark gedämpft erfolgt. Da die elektrische Anbindung der Gondel über Kabel in die Turminnenseite nach unten verläuft, wird der Verdrehwinkel kontrolliert. Bei einer maximal zulässigen Verdrillung dreht sich die Gondel bei stehendem Rotor wieder in ihre Ausgangsposition, damit die Kabel sich nicht zu sehr verdrehen.

Zum Azimutsystem zählen Antriebe, Getriebe, das Turmkopflager (Azimutlager), eine Schmierung und Sensorik.

4.2.8. Steuerungssystem (=MDY)

Hauptziel des Steuerungssystems ist die ständige Anpassung der Leistungsabgabe ins Netz an die aktuellen Wind- und Netzbedingungen. Dazu werden Messdaten von verschiedenen installierten Sensoren überwacht, die die Geschwindigkeit und die Richtung des Windes, die verschiedenen Ebenen der elektrischen Energieerzeugung, die Rotordrehzahl, die Einstellwinkel der Rotorblätter, die Vibrationen, die Temperatur der Schmierstoffe und viele andere Variablen messen.

Diese Automatisierungs- und Bedienungseinrichtungen zum Betrieb der WEA werden vereint als Steuerungssystem bezeichnet. Dazu gehören nach RDS-PP[®] Komponenten wie Steuermodul, Software, Kabel, Schalteinheit, USV, Datenschnittstelle, Heizung, Kühlung, Rohr- und Schlauchverbindungen

4.2.9. Umrichtersystem (=MSE)

Bei drehzahlvariablen Generatoren wird ein Frequenzumrichter benötigt, um die variable Frequenz des erzeugten Wechselstroms an die Netzfrequenz anzupassen. Der Frequenzumrichter besteht aus zwei separaten Umrichtern. Ein Gleichrichter wandelt den vom Generator erzeugten Wechselstrom mit variabler Frequenz in einen Gleichstrom und danach wird mittels eines Wechselrichters wieder Wechselstrom erzeugt, jedoch mit konstanter Netzfrequenz.

Zu den Komponenten des Umrichtersystems zählen Kompaktumrichtereinheiten, Gleichrichtereinheiten, Wechselrichtereinheiten, Steuerungen, Heizung/Kühlung und Messsensoren.

4.2.10. Generator-Transformatorsystem (=MST)

Da bei den meisten Windenergieanlagen der Generator auf Niederspannungsebene mit einer Spannung von ca. 690V (Volt) arbeitet, das Netz des Windparks jedoch auf Mittelspannungsebene mit Spannungen zwischen 10 und 36kV, muss die Spannung in der Windenergieanlage transformiert werden.

Dieser Transformator gehört zum Generator-Transformatorsystem, welches weiterhin die Komponenten Schalter, Sicherungen, Kabel, Stromschienen, Messsensoren und Kühlsystem beinhaltet.

4.2.11. Generator-Schaltsystem (=MSC)

Mit dem Generator-Schaltsystem werden Stromerzeugungs- und Transformationssystem vom Netz getrennt. Es beinhaltet keine Funktionen, die die Leistung hinsichtlich Frequenz oder Spannung beeinflussen könnten.

Unter MSC ist das gesamte Schaltsystem der Energieableitung inkl. der zugehörigen Kabel, Stromsammelschienen usw. zu finden. Dazu gehören Schalteinrichtungen, Sicherungseinrichtungen, Kabel, Stromschienen und Messsensoren.

4.2.12. Turm & Gründungsstruktur (=UMD)

Im Fall der großen Offshore-WEA fallen die Trägerstrukturen in zwei Hauptkategorien: schwimmende und fest im Boden fixierte Designs. Beide Typen können sich ferner durch ihre Anordnung, Art der Installation, strukturelle Konfiguration und die Auswahl ihrer Baumaterialien unterscheiden. Um die WEA sicher zu gründen, werden in flacherem Wasser häufig Monopile-Gründungen verwendet. Ein Monopile besteht aus einem runden Stahlpfahl, der in den Meeresboden gerammt wird. Außerdem existieren auch Tripod-Gründungen, ein Konstrukt aus drei zusammengeschweißten Füßen, und Jacket-Gründungen mit viereckiger Grundfläche und einem Pfahl an jeder Ecke. Eine Sonderform für Offshore-WEA sind schwimmende Fundamente, die sich auch für Standorte mit großen Wassertiefen eignen. Vorteilhaft ist auch die Möglichkeit die Windenergieanlage inklusive Fundament schwimmend zum Installationsort transportieren zu können.

Die Gondel, der Rotor und die Nabe sind auf einem Turm montiert. Die Türme bestehen in der Regel aus drei oder vier Stahlrohrabschnitten, die mit Flanschen und Schrauben verbunden werden. Für besonders hohe Türme werden auch Hybrid-Konstruktionen aus Stahl und Betonsegmenten eingesetzt. Das Turmsystem dient auch der Aufnahme von Einrichtungen und Betriebsmitteln der Systeme zur Ableitung elektrischer Energie.

Zur Turm & Gründungsstruktur gehören Turmsegmente, Flansche, Tragstrukturen, Begehungsstrukturen und Fundamentstrukturen.

4.2.13. Maschinenhaus (=MUD)

Das Maschinenhaus bzw. das Gondelsystem stellt die Tragstruktur und den Schutz für die Komponenten des Antriebsstrangs, der Generation und von Teilen der Energieableitung zur Verfügung. Weitere Aufgaben sind die Verminderung der Schallausbreitung und die Kühlung des Innenraums. Dazu gehören Maschinenträger, Maschinenhaus und Kühlsystem.

Bild 4.2-12 zeigt die grundsätzliche Gliederung der Struktur der Windenergieanlage nach RDS-PP. Weil RDS-PP eine Windenergieanlage nicht in räumlich zusammenhängende, sondern in funktionale Systeme unterteilt, wird sich die Anordnung der einzelner Systeme realer Anlagen von der Darstellung in Bild 4.2-12 unterscheiden. In manchen Fällen (z.B. Yaw System =MDL) kann der Standort eines Systems eindeutig festgelegt werden, in anderen Fällen (z.B. Generator Transformator System =MST) sind die verschiedenen Subsysteme verteilt über die gesamte Anlage.

Bild 4.2-12 zeigt keinen vollständigen Überblick über die Systemstruktur, sondern nur einige der wichtigsten Systeme.

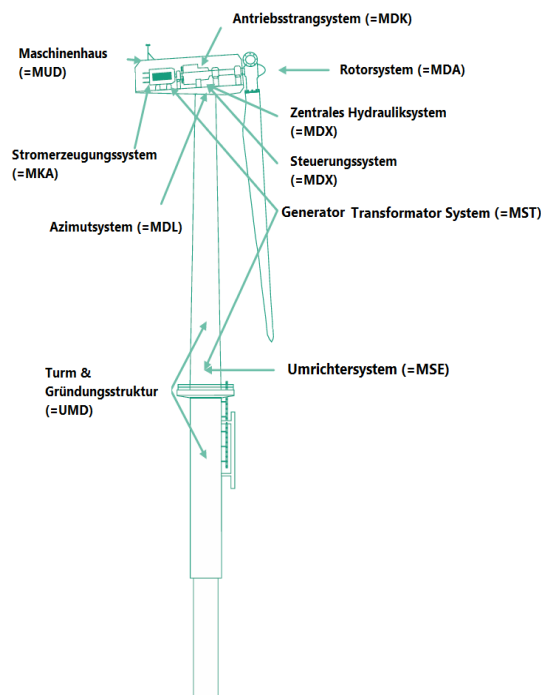


Bild 4.2-12 Systemaufbau einer Windenergieanlage nach RDS-PP[®], herausgegeben von VGB PowerTech [17]

4.2.14. Informationslage der Schadensstatistiken

Unter Verwendung der Schadensdatenbank des Fraunhofer IEE wurden die Ausfallraten von Windenergieanlagen untersucht. Zusätzlich zu Felderfahrungen wurden theoretische Überlegungen und weitere Quellen zu Komponententests verwendet, um für jedes der beschriebenen Subsysteme einer WEA eine mittlere Ausfallrate zu ermitteln. Zunächst liefert

dieser Abschnitt eine kurze Beschreibung und Übersicht über die berücksichtigten Initiativen zur Sammlung von Betriebs- und Zuverlässigkeitsdaten. Anschließend wird eine Auswertung der einzelnen Datenquellen bezüglich der Ausfallraten der verschiedenen Subsysteme einer WEA gegenübergestellt.

4.2.15. CIRCE-Universidad de Zaragoza (Spanien)

Forscher der CIRCE-Universität aus Zaragoza sammelten SCADA- und Fehler-Daten von verschiedenen Windparks, Turbinenherstellern und Typen. Der Datensatz umfasst Daten von ca. 4300 Windenergieanlagen die zu 230 Windparks gehören. Die Nennleistung der enthaltenen Turbinen liegt zwischen 300 kW und 3 MW. Es werden keine Angaben zum Berichtszeitraum gemacht. Insgesamt 7000 Fehlerereignisse / Ausschaltvorgänge werden analysiert, Ausfälle durch externe Ursachen ausgeschlossen. Fehlerinformationen sind strukturiert nach einer ursprünglich durch das ReliaWind-Projekt [20] definierten Systemstruktur, die an die Anforderungen des Projekts angepasst und somit einzigartig sind. Erste Analysen, die auf dieser Datenerhebung basieren wurden, während der Torque Konferenz 2016 von Gonzales, Reder und Melero veröffentlicht. Die Ausfallraten werden differenziert nach Turbinenkonzept (Direktantrieb oder Getriebe) und Nennleistung (unter oder über 1 MW). Außerdem wird die systemspezifische Häufigkeit von SCADA-Alarmen mit dem Anteil an Ausfallzeiten verglichen.[21, 22]

4.2.16. CWEA-Datenbank (China)

Lin et al. präsentieren in ihrer Veröffentlichung Zuverlässigkeits- und Leistungsergebnisse auf der Grundlage des Qualitätsberichts von 2010-2012 der Chinese Wind Energy Association (CWEA) [23].

In Zusammenarbeit mit 47 chinesischen Windenergieanlagenherstellern, Zulieferern und Entwicklern hat die CWEA Leistungs- und Ausfalldaten für die Jahre 2010 bis 2012 gesammelt, die von 111 Windenergieanlagen in 2010 bis 640 Windenergieanlagen in 2012 stammen. Es wird erwähnt, dass die meisten Anlagen direkt nach ihrer Montage erfasst wurden und daher in vielen Fällen unter Frühausfällen leiden. Fehlende Angaben zum enthaltenen Portfolio (z.B. Direktantrieb oder Getriebe) machen die Ergebnisse unscharf. Weiterhin werden keine Informationen über die verwendete Systemstruktur oder die Schwere und Dauer von Ausfällen zur Verfügung gestellt [23].

4.2.17. Elforsk/ Vindstat (Schweden)

Die Initiative zur Bewertung der Zuverlässigkeit schwedischer Windenergieanlagen besteht im Wesentlichen aus zwei Datenquellen. Ein Bericht über Leistung und Verfügbarkeit wird jährlich von Elforsk herausgegeben. Ergänzt wird diese Information durch eine Datenbank über gemeldete Ausfälle von Vattenfall. Beide Datenbanken beinhalten nahezu das gleiche Windturbinenportfolio. Die neueste auf diesen Datenbanken basierende Zuverlässigkeitsanalyse wurde 2007 von Ribrant und Bertling [24] veröffentlicht und umfasst die Jahre 2000 bis 2004. Die Zuverlässigkeitsanalyse umfasst maximal 723 WEA, während

die gesamte Datenbank 786 WEA beinhaltet. Während die Datenbanken noch gepflegt sind, endete die Erhebung detaillierter Ereignisdaten im Jahr 2005 [24, 25].

4.2.18. EPRI-Datenbank (USA)

Dieser Datensatz wurde in den Jahren 1986 und 1987 vom Electric Power Research Institute (EPRI) erhoben und enthält Daten und Ausfallinformationen über 290 WEAs (40 bis 600 kW) mit überwiegendem Standort in Kalifornien. Die Autoren von [26] gehen davon aus, dass die alte Turbinentechnologie die Ursache für die hohen Ausfallraten der betrachteten WEA ist. Aus Gründen der Vollständigkeit werden die Ergebnisse in Tabelle mitaufgeführt [26].

4.2.19. Huadian new energy company (China)

Chai et al. stellen in ihrer Veröffentlichung Zuverlässigkeitsstatistiken vor, die auf dem Windenergieanlagen-Portfolio der Huadian New Energy Company basieren. Der analysierte Datensatz besteht aus 26 Windparks und 1313 Windenergieanlagen verschiedener Typen und Fabrikate. Insgesamt wurden zwischen Januar und Mai 2012 Informationen über 482 Ausfälle mit 65.786 Stunden Ausfallzeit gesammelt. Es werden Informationen über den Anteil von Ausfällen und Ausfallzeiten einzelner Systeme von Windenergieanlagen bereitgestellt, die verwendete Systemstruktur scheint einzigartig zu sein. Es werden weder Ausfallraten noch Dauer pro Ausfall angegeben, sodass aus den angegebenen Prozentwerten Ausfallraten und Ausfallzeiten abgeleitet werden müssen, die auf ganze Zahlen gerundet sind und somit zu ungenauen Ergebnissen führen [27].

4.2.20. LWK (Deutschland)

Die LWK-Datenbank ist eine Datenerhebung der Schleswig-Holsteinischen Landwirtschaftskammer. Schleswig-Holstein verfügt über einen hohen Anteil an WEA direkt an der Küstenlinie, sodass die erfassten WEAs vergleichsweise hohe Windgeschwindigkeiten aufweisen. Der LWK-Datensatz umfasst Betriebs- und Ereignisdaten der Jahre 1993 bis 2009 von 643 WEAs [28, 29].

4.2.21. Muppandal Windpark (Indien)

Herbert et al. präsentieren in ihrer Veröffentlichung von 2010 Analysen zu Leistung, Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Windparks Muppandal. Der Windpark besteht aus 15 stall-gesteuerten Windenergieanlagen (225 kW) und die Datenbank umfasst Daten von 5 Jahren (2000 bis 2004). Es werden Ergebnisse zur technischen Verfügbarkeit, des Kapazitätsfaktors und zur zeitlichen Verfügbarkeit aus Sicht des Betreibers dargestellt. Darüber hinaus werden Informationen über die Ausfallhäufigkeiten und in einigen Fällen auch über die Reparaturdauern gegeben. Ereignisdaten werden über eine eigene spezifische Systemstruktur / Taxonomie gesammelt [30].

4.2.22. NEDO-Datenbank (Japan)

Die japanische NEDO (New Industrial Technology Development Organization) ermittelte für das Geschäftsjahr 2004 (April 2004 bis März 2005) Ausfalldaten von WEA

mittels eines standardisierten Fragebogen, der an japanische Windparkbetreiber gesendet wurde. Insgesamt wurden von 924 WEA über 139 Berichte zu Fehlern und Ausfällen gesammelt. In einigen Fällen fielen mehrere Systeme gleichzeitig aus, sodass nur eine Gesamtzahl von 161 ausgefallenen WEAs betrachtet wurde. Während die vorliegende Publikation eine Zuordnung der Ausfallrate zu verschiedenen Systemen einer WEA beinhaltet, werden Informationen über die Ausfallzeiten lediglich als kumulierter Wert bereitgestellt [31].

4.2.23. Southeast University Nanjing (China)

Su et al. präsentieren Ergebnisse einer Zuverlässigkeitsanalyse, die für einen Windpark in der Provinz Jiangsu in China durchgeführt wurde. Der Windpark besteht aus 108 Windenergieanlagen, die in zwei separaten Projekten errichtet wurden. Der Datensatz enthält somit zwei verschiedene Turbinentypen (1,5 MW und 2 MW) von zwei verschiedenen Herstellern. Alle Anlagen wurden zwischen 2009 und 2011 in Betrieb genommen. Die analysierten Daten wurden zwischen 2009 und 2013 sowie zwischen 2011 und 2013 gesammelt. Nach einer eigenen Systemstruktur unterscheidet die Studie zwischen 11 verschiedenen Systemen der Windenergieanlage. Fehlerinformationen werden aus dem SCADA-System extrahiert und die Autoren geben an, dass WEA in vielen Fällen einfach neu gestartet wurden. Daher sind die Ausfallraten hoch und die durchschnittlichen Ausfallzeiten im Vergleich zu anderen Statistiken gering [32]. Um einen Vergleich zu ermöglichen, wurden Teilergebnisse der einzelnen Windparkprojekte vereint.

4.2.24. SPARTA (UK)

Die SPARTA-Initiative (System Performance, Availability and Reliability Trend Analysis) wurde 2013 von Betreibern von Offshore-Windparks in Großbritannien gegründet. Initiiert von The Crown Estate, wird die Initiative von ORE Catapult geleitet. SPARTA folgt dem Ergebnisdatenansatz und sammelt KPIs von teilnehmenden Betreibern, die als Grundlage für monatliche Benchmark-Reports dienen. Alle KPIs werden als aggregierte Werte auf Windparkebene zur Verfügung gestellt. Zuverlässigkeitskennzahlen (Reparaturrate statt Ausfallrate) werden auf Subsystemebene nach RDS-PP dokumentiert. Bislang wurden die neuesten verfügbaren Ergebnisse im März 2017 veröffentlicht und basieren auf Daten aus 14 Betriebsmonaten (April 2015 Mai 2016) von 1.045 Windenergieanlagen (19 Windparks, 3,55 GW) [32]. Alle Ergebnisse sind als Abbildungen dargestellt und ohne detaillierte Beschriftung. Daher müssen alle Werte geschätzt werden, um sie dem vorliegenden Vergleich hinzuzufügen, und sind etwas ungenau. Die Werte werden bei Bedarf als gewichteter Durchschnitt auf Basis der Anzahl der Windparks berechnet.

4.2.25. Strathclyde (GB)

Eine aktuelle Veröffentlichung von Carroll et. Al. (University of Strathclyde) stellt Zuverlässigkeitseigenschaften von modernen Offshore-Windparks zur Verfügung. Der analysierte Datensatz stammt von rund 350 WEAs, die eine Betriebserfahrung von 1768 Turbinenjahren darstellen. Aus Gründen der Vertraulichkeit wird kein Turbinentyp genannt.

Trotzdem wird der betrachtete Turbinentyp mit einer Nennleistung zwischen 2 MW und 4 MW sowie einem Rotordurchmesser zwischen 80 m und 120 m beschrieben. Es wird zwischen kleineren und größeren Reparaturen und großen Einsätzen unterschieden. Zusätzlich zu den Ausfallraten werden weitere Ergebnisse wie Materialkosten oder erforderliche Techniker pro Baugruppe zur Verfügung gestellt. Die Veröffentlichung enthält eine durchschnittliche Reparaturzeit anstelle der üblicherweise verwendeten durchschnittlichen Ausfallzeit. Somit können nur Ausfallraten verglichen werden [33].

4.2.26. VTT (Finnland)

Finnische WEA-Betreiber berichten (Leistungs- und Fehlerberichte) an das Finnische Forschungszentrum VTT. Die Datenerhebung erfolgt seit 1991 und umfasst nahezu alle finnischen WEA. Da es nur wenige veröffentlichte Ergebnisse in einer zugänglichen Sprache gibt, enthält der vorliegende Bericht wahrscheinlich nicht die neuesten verfügbaren Ergebnisse. Der Vergleich berücksichtigt die Ergebnisse von Ribrant [34] im Jahr 2006. Seine Analyse basiert auf einem Datensatz von insgesamt 92 WEAs von 2000 und 2004 [34 bis 36].

4.2.27. WindStats (Deutschland / Dänemark)

Der WindStats Newsletter/ WindStats Bericht wird seit 1988 als kommerzielles Produkt veröffentlicht und ist derzeit im Besitz der Haymarket Media Group. Der WindStats Bericht wird vierteljährlich veröffentlicht und enthält Leistungsdaten sowie Informationen zu WEA-Ausfällen und Ausfallzeiten. Für den in Abbildung 1 dargestellten Vergleich waren die ursprünglichen Windstats Berichte nicht verfügbar. Es werden bereits vorhandene Analysen berücksichtigt. Die letzten Ergebnisse wurden in 2013 von Sheng veröffentlicht [37]. Aufgrund fehlender Angaben über absolute Fehlerhäufigkeiten kann diese Veröffentlichung nicht berücksichtigt werden. Die Ergebnisse von Tavner et al. [38] wurden stattdessen berücksichtigt. Die Publikation unterscheidet zwischen dänischen und deutschen WEA. Während die Datenerfassung im Jahre 1988 begonnen hat und noch andauert, umfasst der analysierte Datensatz die Jahre 1994 bis 2004 von 4500 (GW) bzw. 2500 (DK) WEA. In der Publikation sind keine Ausfallzeiten für die Systeme enthalten, sodass nur die Ausfallraten verglichen werden können [28, 37, 38, 38].

4.2.28. WInD-Pool (Germany / Europe)

Die Abkürzung WInD-Pool steht für Windenergie-Informationen-Daten-Pool. Es handelt sich um eine gemeinsame Erfahrungsdatenbank der Windbranche, welche u.a. im Rahmen des EVW-Projektes [39] und des Offshore-WMEPs [40] aufgebaut wurde und in dem gleichnamigen Projekt WInD-Pool fortgeführt wird. Die jüngste Publikation [41] basiert auf Betriebsdaten von rund 500 WEA (Onshore- und Offshore-) und Ereignisdaten von 630 WEA. Bisher basieren die veröffentlichten Ereignishäufigkeit und durchschnittliche Ausfalldauer auf Betriebsdaten (SCADA) [39, 41, 42, 42].

4.2.29. WMEP (Deutschland)

1989 wurde das "Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm" - kurz WMEP - von der Bundesregierung initiiert und gefördert. Das Fraunhofer IEE (ehemals Fraunhofer IWES, davor ISET e.V.) führte dieses kontinuierliche Monitoring-Projekt durch und sammelte bis 2008 Daten. Es wurden Daten von mehr als 1500 WEA über einen Zeitraum von zehn Jahren erfasst. Insgesamt wurden rund 63 000 Berichte über Instandhaltungs- und Reparaturmaßnahmen gesammelt und bilden eine der bedeutendsten Sammlungen von Zuverlässigkeitsdaten. Die Ausfallraten und die durchschnittlichen Stillstandzeiten der einzelnen Systeme werden u.a. in [43, 44] dargestellt. Zudem werden die Ausfallrate und die Ausfallzeit des Pitch-Systems (WEA mit variabler Geschwindigkeit), basierend auf den WMEP-Daten ergänzend der Publikation [45] berücksichtigt.

4.2.30. Zusammenfassende Ermittlung der mittleren Ausfallraten je Subsystem

Tabelle zeigt eine Zusammenfassung der vorhandenen Datengrundlage. Sie beinhaltet den derzeit verfügbaren Informationsstand, den Datenumfang und den Durchführungszeitraum der einzelnen Untersuchungen und Initiativen.

Tabelle 4.2-1 Übersicht Datengrundlage der verschiedenen Schadensstatistiken

Initiative	Land	Anzahl an WEA	Start der Studie	Ende der Studie	Quellen
CIRCE	Spain	4300	~3 years		[21, 22]
CWEA	China	(640 WF)	2011	ongoing	[23]
Elforsk/ Vindstat	Sweden	786	1989	2005	[24, 25]
EPRI	USA	290	1986	1987	[26]
Huadian	China	1313	01/2012	05/2012	[27]
LWK	Germany	643	1993	2006	[28, 29]

Initiative	Land	Anzahl an WEA	Start der Studie	Ende der Studie	Quellen
Muppandal	India	15	2000	2004	[30]
NEDO	Japan	924	2004	2005	[31]
Southeast University Nanjing	China	108	2009	2013	[32]
Sparta	Europe	350	2008	2010	[46]
Strathclyde	GB	350	5 years		[33]
VTT	Finland	96	1991	ongoing	[34 bis 36]
Windstats Newsletter/ Report	Germany,	4500	1994	2004	[28, 37, 38, 38]
	Denmark	2500	1994	2004	[28, 37, 38, 38]
WInD-Pool	Germany Europe	630	2013	ongoing	[39, 41]
WMEP	Germany	1500	1989	2008	[43, 44]

Um den Vergleich dieser Studien zu ermöglichen, werden die vorhandenen Zuverlässigkeitsmerkmale dem beschriebenen Systemaufbau nach dem Referenzkennzeichnungssystem für Kraftwerke (RDS-PP) zugeordnet. Der Vergleich zeigt, dass die Leistungs- und Zuverlässigkeitskenngrößen der einzelnen Initiativen sehr unterschiedlich sind. Die verschiedenen Ansätze für die Datenerfassung und -analyse sowie unterschiedliche Turbinentechnologien und Standorte führen zu erheblichen Unterschieden. Insbesondere der Vergleich von Onshore-Windenergieanlagen zeigt deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Ergebnissen. Die einzelnen Initiativen nutzen mehrere verschiedene, meist individuelle Kennzeichnungssysteme zur Unterscheidung von Funktionen bzw.

Systemen der WEA und die Komponenten werden unterschiedlich zu Systemen gruppiert. Das führt dazu, dass einige Statistiken für ausgewählte Systeme gar keine Information enthalten. Außerdem ist die Definition eines Ausfalls bzw. Fehlers zum Teil sehr unterschiedlich zwischen den einzelnen Initiativen. Einige betrachten nur Ereignisse mit einer Ausfallzeit von mindestens drei Tagen (NEDO); andere zählen auch ferngesteuerte Anlagenneustarts (Southeast University Nanjing), was zu deutlich höheren Anzahlen an Ausfällen führt. In den meisten Fällen bleibt es unklar, ob Reparaturen, Austausch oder beides in den Ergebnissen berücksichtigt wird. Gleiches gilt auch für verschiedene Fehlerursachen (ob extern oder intern verschuldet) oder die Unterscheidung von präventiven und korrektiven Instandhaltungsmaßnahmen. Da die Umstände und Annahmen in den einzelnen Publikationen so unterschiedlich sind, ist es nicht sinnvoll, Durchschnittswerte für die Ausfallraten zu berechnen sondern durch eine Expertenschätzung zu mittleren Ausfallraten zu kommen.

Bild 4.2-13 stellt den derzeit verfügbaren Informationsstand zu verschiedenen Schadensstatistiken und die für das Zuverlässigkeitsmodul in Offshore TIMES ermittelten Werte dar.

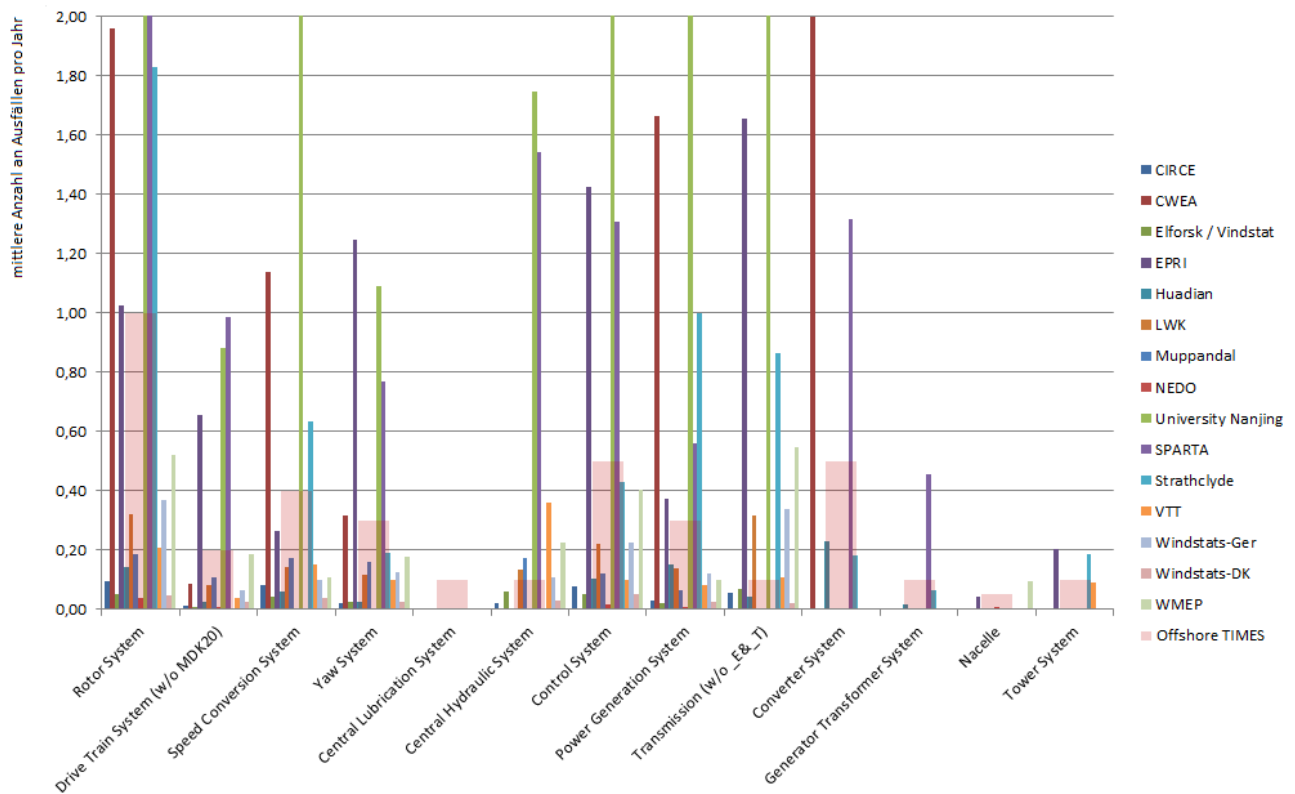


Bild 4.2-13 Vergleich der Ausfallraten der verschiedenen Schadenstatistiken

4.2.31. Fehlerursachen, Fehlerarten und Fehlerkonsequenzen

Um das Ausfallverhalten zu modellieren ist es wichtig, die verschiedenen Ausfallursachen bzw. Einflussfaktoren zu kennen. Basierend auf den im vorigen Kapitel 4.2.14 vorgestellten Studien und weiterer z.T. hier ergänzter Literatur sowie auf den detaillierten Ergebnissen von

Fehlermöglichkeits- und Einflussanalysen (FMEA), z.B. für eine Repower 5MW Wind Turbine [47] werden im folgenden Abschnitt Beispiele für Fehlerursachen, Fehlerarten und die Konsequenzen genannt. Die Kenntnisse an dieser Stelle sind leider z.T. noch unvollständig und sollen lediglich einen Eindruck von möglichen Fehlern, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, bieten. Eine wichtige Aufgabe für eine genauere Simulation des Ausfallverhaltens wird auch zukünftig im besseren Verständnis von Fehlern und Fehlerursachen liegen.

4.2.32. Rotorsystem (=MDA)

Hohe Windgeschwindigkeiten und Turbulenzen (Windböen) führen zu variierenden und extremen Belastungen des Rotorsystems. Davon betroffen sind sowohl die Rotorblätter, die Nabe als auch die Blattverstellung. Außerdem können weitere Wettereffekte wie Blitzschlag, Eisansatz, Strahlung, Regen und Hagel [48] zu Abplatzungen, Erosionen, Delaminationen, Brüchen oder Rissen im Rotorblatt sowie zu Unwuchten im Rotor führen. Die möglichen Konsequenzen sind sich entwickelnde Schäden oder auch Gewaltbruch bei starkem Wind und fehlerhaftem Pitchsystem.

4.2.33. Antriebsstrangsystem (=MDK)

Mangelschmierung durch Ölmangel oder verstopfte Filter, extern verursachte Extremlasten und auch fehlerhafte Auslegung können zu Schäden an Lagern und Verzahnungen führen. Graufleckigkeit, Grübchenbildung oder Deformation von Verzahnungen, Laufbahnen und Walzkörpern entwickeln sich mit der Laufzeit der Anlage bis zum Ausfall der Komponenten und werden durch die genannten Randbedingungen beschleunigt [49].

4.2.34. Zentrales Schmiersystem (=MDV)

Verstopfungen durch Ablagerungen oder Undichtigkeiten im Pumpen- und Leitungssystem verhindern zum einen ausreichende Schmierung, verursachen zum anderen aber auch Belastungen im Schmiersystem selbst. Diese Fehler entwickeln sich normalerweise schrittweise mit der Laufzeit der Komponenten.

4.2.35. Zentrales Hydrauliksystem (=MDX)

Ähnliche Fehler wie beim Schmiersystem verhindern bei der Hydraulik einen zügigen bzw. ausreichenden Druckaufbau im angesteuerten System, wodurch ggf. das Pitchsystem nicht mehr zuverlässig arbeitet oder gar das Bremssystem ausfällt. Beides kann über die Zeit zum Totalschaden der Anlage führen.

4.2.36. Stromerzeugungssystem (=MKA)

Überlastung, falsche Ausrichtung, verschlissene Bürsten und unsachgemäße Kühlung können zu Lagerdefekten oder Generatorachsendefekten führen. Vibrationen und Verschleiß führen zu Rissen in Lagern, Achsen, Stator und Rotor und Schäden an Wicklungen von Stator und Rotor [48] bis hin zum Kollaps des Generatorsystems.

4.2.37. Azimutsystem (=MDL)

Verschlossene offene Zahnräder können im schlimmsten Fall brechen, wobei dies bei extremen Lasten, also in Form eines Spontanausfalls zu befürchten ist. Erhöhte Abnutzung bzw. Verschleiß der Bremsen sowie deren Durchrutschen können mitunter Folgen von Rotorunwucht sein.

4.2.38. Steuerungssystem (=MDY)

Aufgrund der Abnutzung durch Umwelteinflüsse oder Korrosionen können Sensor- und Leiterplatinenausfälle auftreten. Folgeschäden an anderen Komponenten und der Funktionsausfall einzelner Bauteile des Steuerungssystems können, aber müssen nicht zwingend zum Ausfall der WEA führen. Da sich Schäden an elektrischen und elektronischen Komponenten oft nicht merkbar ankündigen, führen sie in der Regel zu Spontanausfällen.

4.2.39. Umrichtersystem (=MSE)

Durch Schäden am Umrichter kann es zum Lastausfall am Generator kommen. Kurzschlüsse und elektrische Überbelastungen können durch Strahlung und Materialermüdung, aber vor allem durch Korrosion an den Kontakten [50] und Isolationsfehler ausgelöst werden. Thermische Überlastung kann aufgrund von Alterung der Fette zur Wärmeübertragung ausgelöst werden. Wenn das Umrichtersystem modular aufgebaut ist, führt der Ausfall eines Umrichters nicht zum Totalausfall der WEA, was im vorliegenden Modell allerdings noch nicht abgebildet werden kann.

4.2.40. Generator-Transformatorsystem (=MST)

Häufige Probleme sind Korrosion der Kontakte und Isolationsfehler und thermische Überbelastung aufgrund der Alterung der Kühlflüssigkeiten. Zu einem Ausfall führen dann defekte Sicherungen, Kurzschlüsse auf der Leiterplatine oder Kabelbrüche. Der Fehler am Transformator entwickelt sich mit zunehmender Laufzeit der WEA bis hin zum spontanen Totalausfall.

4.2.41. Turm & Gründungsstruktur (=UMD)

Aufgrund der Korrosion undichter Flansche und Kabelführungen und defekter Versiegelungen, durch Belastungen extremer Windstärken, Wellen und Naturkatastrophen wie Erdbeben und durch die im Betrieb von der Maschine eingebrachte Vibrationen können Risse und Brüche im Turm entstehen. Spannseile sowohl an der Gründung als auch innerhalb des Betons der Turmsegmente und Schrauben können sich aufgrund von Installationsfehlern und mangelhafter Wartung lösen. Auch durch die unvermeidbaren Kollisionen beim Andocken von Wartungsschiffen kann die strukturelle Integrität beeinträchtigt werden.

4.2.42. Generatorschaltssystem (=MSC)

Schaltvorgänge von Strömen mit mehreren hundert Ampere führen zu extremen Belastungen der elektrischen Systeme und dadurch möglicherweise zu Überhitzungen. Bei mangelnder

Isolation von Kabeln oder auch mangelnder Erdung von metallischen Teilen kann es zu Kurzschlüssen der Komponenten führen, außerdem zu Spannungen an Gehäusen und dadurch auch zur Gefährdung des Wartungspersonals [51, 52].

4.2.43. Maschinenhaus (=MUD)

Schwingungen und Vibrationen aus dem Betrieb und ggf. Korrosion durch eindringendes Wasser können zu Brüchen am Maschinenträger und damit zum Verlust der Standsicherheit führen. Auch andere Komponenten im Maschinenhaus können beeinträchtigt sein. In der Regel schreiten initiale Fehler langsam voran, können aber nur durch regelmäßige Überwachung entdeckt und präventiv beseitigt werden.

4.2.44. Instandhaltungsressourcen

Zur Entwicklung eines Zuverlässigkeitsmodells ist neben dem Verständnis des Ausfallverhaltens von Windenergieanlagen auch die Ermittlung des Ressourcenbedarfs für die Reparatur notwendig. James Carroll, Alasdair McDonald und David McMillan der Universität von Strathclyde haben eine Studie [33] basierend auf ca. 350 Offshore-Windenergieanlagen von namhaften Herstellern durchgeführt, in der neben Ausfallraten einzelner Subsysteme auch dazugehörige Reparaturzeiten, durchschnittliche Reparaturkosten und durchschnittliche Anzahl der benötigten Techniker für die Reparatur beschrieben wurde. Mangels weiterer Alternativen bezüglich der Ressourcenermittlung tragen die Ergebnisse dieser in dem Abschnitt Informationslage der Schadensstatistiken: Strathclyde (GB) vorgestellten Studie maßgeblich zur Kosten- und Ressourcenmodellierung der modernen Offshore-Windenergieanlagen und ihrer Subsysteme des in dieser Arbeit entwickelten Zuverlässigkeitsmoduls bei.

Die Ermittlung der Instandhaltungsressourcen und eine Analyse der Ergebnisse werden in der Veröffentlichung zu dieser Studie [33] sehr detailliert beschrieben. Die Ausfall-Kosten-Kategorien dieser Studie sind klassifiziert als Reset, kleinere Reparatur, größere Reparatur und Austausch (reset, minor repair, major repair oder replacement). Diese Einteilung findet man auch in Literatur zu anderen Studien (siehe Reliawind [20]). Diese Ausfall-Kosten Kategorien werden für das hier entwickelte Zuverlässigkeitsmodell übernommen und nachfolgend als „Ausfallkonsequenzen“ bezeichnet. Die Kosten beinhalten ausschließlich Materialkosten. Fahrzeiten oder Vorlaufzeiten sind darin nicht enthalten. Die Kosten sind dementsprechend unabhängig von der Entfernung des Parks zur Küste. Es wurde so vorgegangen, dass zuerst die Art des Ausfalls identifiziert wird, dann die gesamten Materialkosten berechnet werden und die Konsequenz des Ausfalls als kleine Reparatur, größere Reparatur oder größerer Austausch eingestuft wird. Dazu wurden die Serviceberichte der Windenergieanlagentechniker gesichtet, welche eine kurze Beschreibung der durchgeführten Arbeiten geben. Ebenfalls aus der Auftragsdatenbank wurden die Anzahl der Techniker und die Reparaturzeit zur Behebung der Fehler ermittelt.

Eine Übersicht über das in dieser Arbeit verwendete Ressourcenmodell inklusive der für die systemabhängigen benötigten Wartungsschiffe folgt in Tabelle . Die Abkürzungen der

Schiffstypen stehen hierbei für Techniker-Transfer Schiffe (engl. crew transfer vessel: CTV), Kranschiffe (engl. crane vessel: Crane) bzw. Kranschiff, und Errichterschiffe (engl. jack-up barge: JU). Grundsätzlich können je nach Sicherheitspolitik und Ausstattung kleine Reparaturen und Wartungen sowie Inspektionen anstatt mit kleinen Schiffen (CTVs) auch mit einem Helikopter durchgeführt werden.

Tabelle 4.2-2 Übersicht über die benötigten Instandhaltungsressourcen der einzelnen System

Subsystem	Ausfall- konsequenzen	Reparatur- dauer \varnothing (h)	Techniker \varnothing	Schiffs- typ	Material- kosten \varnothing (€)
Umrichtersystem (=MSE)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	7	2	CTV	240
	Major Repair	14	6	Crane	5300
	Replacement	57	6	JU	13000
Rotorsystem (=MDA)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	9	2	CTV	196
	Major Repair	19	3	Crane	1879
	Replacement	153	12	JU	52000
Steuerungssystem (=MDY)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	5	2	CTV	165
	Major Repair	10,5	3	CTV	2200
	Replacement	12	2	CTV	13000
Antriebsstrangsystem (=MDK)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	4,5	2	CTV	385
	Major Repair	19	9	Crane	1902
	Replacement	150	12	JU	15000
Azimutsystem (=MDL)	Reset	3	2	CTV	-

Subsystem	Ausfall- konsequenzen	Reparatur- dauer \varnothing (h)	Techniker \varnothing	Schiffs- typ	Material- kosten \varnothing (€)
	Minor Repair	5	2	CTV	140
	Major Repair	20	3	CTV	3000
	Replacement	49	5	JU	12500
Zentrales Schmiersystem (=MDV)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	4	2	CTV	160
	Major Repair	18	3	CTV	2000
	Replacement	12	3	CTV	4000
Zentrales Hydrauliksystem (=MDX)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	4	2	CTV	330
	Major Repair	10	3	CTV	2000
	Replacement	12	3	CTV	6000
Drehzahlwandlung (=MDK20)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	8	2	CTV	125
	Major Repair	22	5	Crane	2500
	Replacement	231	17	JU	230000
Stromerzeugungssystem (=MKA)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	7	2	CTV	160
	Major Repair	14	3	Crane	3500
	Replacement	57	8	JU	60000
Generatorschaltsystem (=MSC)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	4,5	2	CTV	180
	Major Repair	16,5	3	CTV	2150
	Replacement	84	6	CTV	12750

Subsystem	Ausfall- konsequenzen	Reparatur- dauer \varnothing (h)	Techniker \varnothing	Schiffs- typ	Material- kosten \varnothing (€)
Generator- Transformatorsystem (=MST)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	7	3	CTV	95
	Major Repair	20	4	CTV	2300
	Replacement	24	6	Crane	70000
Maschinenhaus (=MUD)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	10	2	CTV	160
	Major Repair	40	4	Crane	1500
	Replacement	298	10	JU	95000
Turm & Gründungsstruktur (=UMD)	Reset	3	2	CTV	-
	Minor Repair	5	2	CTV	140
	Major Repair	12	3	CTV	1100
	Replacement	-	-	-	-

4.3. Theoretische Modellbeschreibung

In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise zur Modellierung der Zuverlässigkeit beschrieben. In Abschnitt 4.3.1 wird die gewählte Vorgehensweise und die Möglichkeiten zur Modellanpassung schematisch dargestellt und kurz zusammengefasst. Die Grundlagen zur mathematischen Modellierung des Ausfallverhaltens und ein Überblick über verschiedene Möglichkeiten durch bereits existierende Modelle werden in Abschnitt 4.3.2 beschrieben. Abschnitt 4.3.9 beschreibt das Zuverlässigkeitsblockdiagramm einer WEA und somit die verwendete Struktur der WEA und der Subsysteme. In Abschnitt 4.3.10 wird das gewählte Modell der Ausfallkategorien genauer beschrieben und in Abschnitt 4.3.11 die aus diesem Modell entwickelten „Footprints“ des Ausfallverhaltens eines Subsystems. Anschließend werden in Abschnitt 4.3.12 die Funktionsbildung der einzelnen Ausfallkategorien abhängig von den dazugehörigen Einflussfaktoren detailliert beschrieben.

4.3.1. Vorgehensweise der Modellentwicklung

In Bild 4.3-14 wird die schematische Entwicklung und Anwendung des Modells dargestellt. Als erster Schritt wird die Struktur der WEA mit Hilfe der Hauptsystemkennzeichnung nach

RDS-PP festgelegt. Anschließend wurden Ausfallereignisse der Systeme der Ursache nach in verschiedene Kategorien eingeteilt. Mitenthalten in diesen Ausfallkategorien sind die drei Teile in die eine Badewannenkurve (4.3.10) unterteilt wird - Frühausfälle, Zufällige Ausfälle und Alterungsausfälle. Zusätzlich zu dem ansteigenden dritten Teil einer Badewannenkurve durch Alterungsausfälle, zählt auch die Kategorie der Ermüdungsausfälle. Die Laufzeitvariable der Funktion ist nicht wie bei den anderen drei Funktionen das kalendarische Alter der Subsysteme. Die Funktion der Ermüdungsausfälle soll die Abnutzung bzw. den Verschleiß des Systems durch seinen Betrieb repräsentieren, weshalb der Wert der erzeugten Energie nach Inbetriebnahme als hinreichende Näherung für eine geeignete Laufzeitvariable gewählt wurde. Die Funktionen der Kategorien der Frühausfälle, Alterungsausfälle und Ermüdungsausfälle werden mit verschiedenen Formfaktoren vorparametriert die das Abnehmen der Ausfallrate für die Frühausfälle bzw. das Ansteigen der Ermüdungs- und Alterungsausfälle erzeugen. Für die Funktion der Ermüdungsausfälle und deren Laufzeitvariable der erzeugten Energie wird ein Windprofil eines generischen Standorts zur Modellierung der mittleren Windgeschwindigkeit vorgegeben. Weitere benötigte Parameter sind Informationen zur Leistungskurve und den Ein- und Ausschaltwindgeschwindigkeiten des verwendeten Anlagentyps. Diese können vom Anwender je nach Anlagentyp angepasst werden. Außerdem können die saisonal unterschiedlichen Eintrittswahrscheinlichkeiten für die Ausfallkategorien Blitz und Eis bei erweiterten Kenntnissen über den Standort vom Anwender geändert werden. In Bild 4.3-14 sind diese zur Anpassung empfohlenen Schritte in Grün hervorgehoben. Nach der Festlegung der Systemstruktur und Vorkonstruktion der Ausfallfunktionen je Ausfallkategorie wurden die Kategorien der Ausfallkonsequenzen festgelegt. Die Ausfallraten der einzelnen Subsysteme teilen sich in die verschiedenen Ausfallkategorien auf und je Ausfallkategorie verteilt sich dessen Eintrittswahrscheinlichkeit weiter in die verschiedenen Ausfallkonsequenzen. Diese Aufteilung auf Ausfallkategorie und Ausfallkonsequenz wird für jedes Subsystem in einer Gewichtungsmatrix festgelegt. Diese Gewichtungsmatrix ist die Grundlage der nachfolgend als „Footprints des Ausfallverhaltens“ bezeichneten Diagramme der einzelnen Subsysteme. Der Anwender soll auch die Möglichkeit haben diese Footprints („Fußabdrücke“) des Ausfallverhaltens bei Bedarf anzupassen. In der Abbildung sind die prozentuale Aufteilung der Ausfallkategorien und Ausfallkonsequenzen deshalb auch in Grün hervorgehoben. Sowohl bei den Footprints, bei den mittleren Ausfallraten der Subsysteme und auch bei den benötigten Instandhaltungsressourcen empfiehlt es sich nur bei explizitem Wissen Anpassungen vorzunehmen, da die für dieses Modul mitgelieferten Zahlenwerte sich bereits auf eine ausführliche Literaturrecherche und umfangreiche Auswertung von Schadensstatistiken stützen.

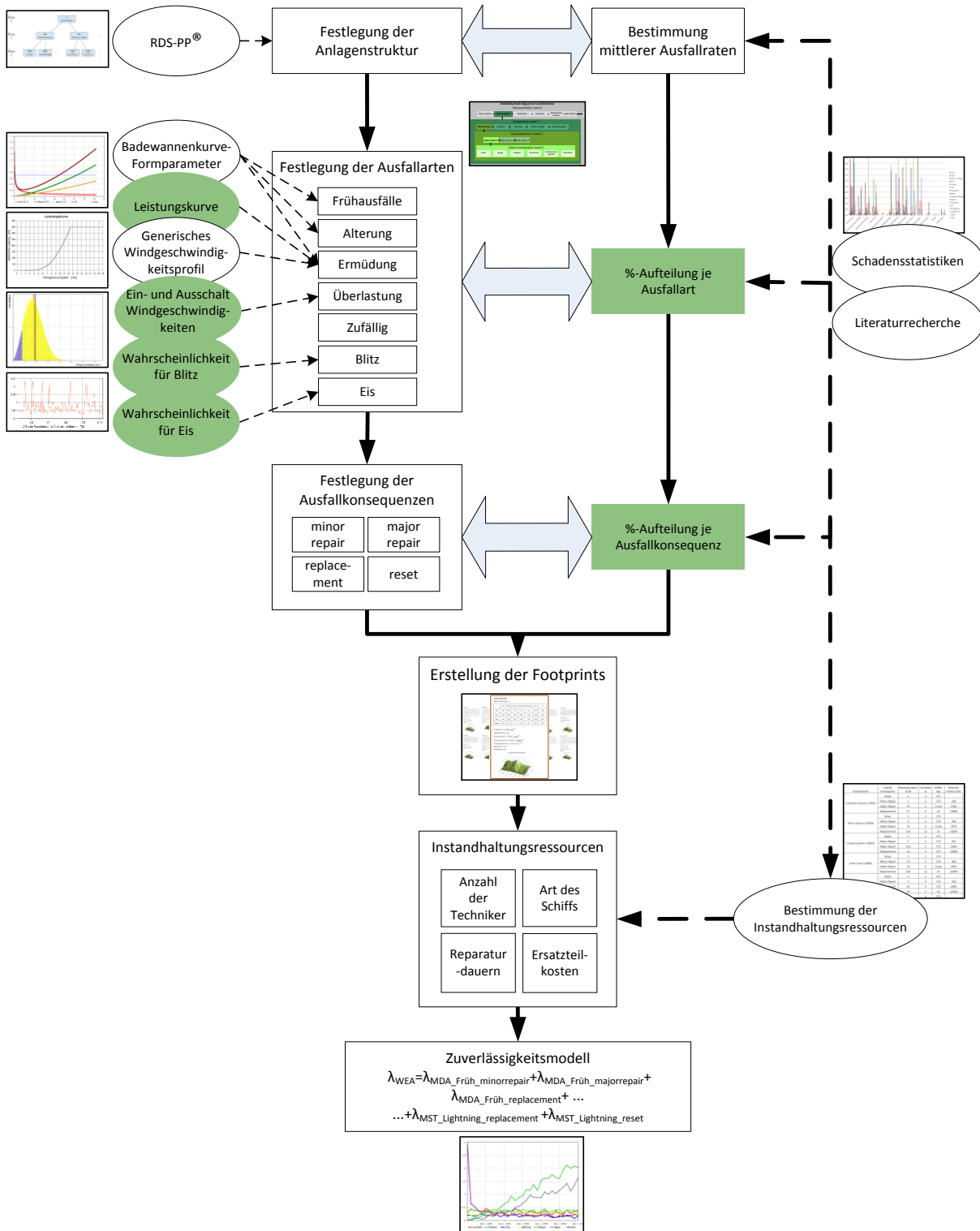


Bild 4.3-14 Schema der Modellentwicklung

4.3.2. Ausfallraten reparierbarer und nicht-reparierbarer komplexer Systeme

Ein komplexes System wie eine Windenergieanlage besteht aus einer Struktur mit vielen Komponenten, die je eine zugewiesene Funktion erfüllen. Solch ein System ist Fehlern

ausgesetzt, die zu einem Ausfall führen können, worauf das betroffene System entweder ausgesondert oder repariert wird. Dieses Ausfallverhalten kann mit einem mathematisches Modell beschrieben werden, sodass unter Annahme unterschiedlicher Parameter die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems untersucht und wertvolle Einblicke über kosteneffektive Strategien für Reparaturen oder Austausche gewonnen werden können [53].

Man kann hierbei unterscheiden zwischen reparierbaren und nichtreparierbaren Systemen. Die Bedeutung des Begriffs Ausfallrate ist in beiden Fällen unterschiedlich. Ein nichtreparierbares System kann bei der Instandsetzung nach einem Ausfall nur mit einem neuen ersetzt, also demnach nicht repariert werden. Ausfallraten für diesen Fall (auch Hazardrate genannt) sind Objekt einer Lebensdauervertelung, worin die Lebensdauer als „Zeit bis zum Ausfall“ beschrieben wird (engl. time to failure -TTF). Bei reparierbaren Systemen wird nach einem Ausfall das System instandgesetzt ohne das System zu ersetzen. Ausfallraten für diesen Fall sind Raten für die Häufigkeit von Ausfällen in Bezug auf das „Alter“ des Systems. Diese Häufigkeitsrate ist ein Objekt das aus einer Sequenz von Ausfallzeiten entsteht (engl. time between failures TBF).

Möglich ist, dass ein reparierbares System im Falle eines Fehlers sowohl durch den Austausch als auch durch die Reparatur einer Komponente instandgesetzt werden kann, ein nicht-reparierbares System lediglich durch einen Austausch.

Die Modellierung eines reparierbaren Systems ist grundsätzlich verschieden zu dem Modell für nicht-reparierbare Systeme, da in manchen Fällen die Zuverlässigkeit des Systems nach einer Reparatur in den Zustand zurück gebracht wird, in dem sich das System befand, bevor der Fehler aufgetreten ist.

Mehrere mathematische Modelle für solche Systeme wurden bereits vorgeschlagen, die meisten enthalten jedoch grundlegende Einschränkungen und können nur als statistische Annäherung dienen. Die in diesem Kapitel beschriebenen imperfekten Instandhaltungsmodelle sind nur ein Einblick in das breite Spektrum existierender Modelle und beziehen sich vor allem auf Percys und Alkalis Publikation „Generalized proportional intensities models for repairable systems“ [53].

Betrachtet wird die Situation, in der ein System jedes Mal, wenn es ausfällt, repariert und so wieder in den Betriebszustand versetzt wird.

Für eine erste Analyse wird davon ausgegangen, dass die Reparaturzeiten vernachlässigbar sind. T_1, T_2, T_3, \dots sind die Zeiten zu aufeinanderfolgenden Ausfällen des Systems und $X_i = T_i - T_{i-1}$ die Zeit zwischen den Ausfällen $i - 1$ und Ausfall i , wobei $T_0 = 0$ ist.

T_i und X_i sind Zufallsvariablen und t_i und x_i entsprechen ihren realisierten Werten. Dargestellt wird dieses Schema in .

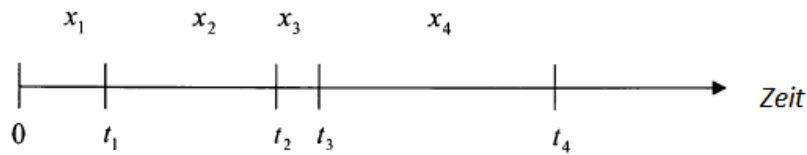


Bild 4.3-15 Bezeichnungen des Ausfallschemas

In der Regel wird die Zeit bis zum ersten Ausfall mit einer gemeinsamen Lebensdauer-Wahrscheinlichkeitsverteilung oder Hazardfunktion modelliert. Dieser Ansatz reicht jedoch nicht aus, um andere Zeiten bis zum Scheitern zu modellieren, da die Zeiten zwischen Fehlern (MTBF) weder unabhängig noch allgemein identisch verteilt sind [54].

Unter diesen Umständen bilden Stochastische Prozesse die geeignete Grundlage für die Verwendung von Modellen.

Von Interesse ist die Wahrscheinlichkeit, dass ein System im Intervall $[t, t + \Delta t]$ ausfällt unter der Berücksichtigung bereits in der Vergangenheit liegender Ereignisse bis einschließlich Zeit t . Das Ausfallverhalten des Systems mit dem Alter t wird definiert durch die Funktion $\lambda(t)$ der bedingten Intensität eines Stochastischen Punktprozesses:

$$\lambda(t | H(t)) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P\{N(t + \Delta t) - N(t) \geq 1 | H(t)\} \quad (1)$$

$N(t)$, mit $t \geq 0$ wird definiert als die Anzahl der Ereignisse (Ausfälle) im Intervall $(0, t]$ und mit $H(t)$ die Geschichte der Ereignisse bis vor dem Zeitpunkt t (Definition nach Ascher & Feingold [54]). Für einen geordneten Prozess ist das gleichzeitige Auftreten von Ereignissen nicht möglich und die Intensitätsfunktion die Ableitung der zu erwartenden Anzahl von Ausfällen

$$\lambda(t) = \frac{d}{dt} E\{N(t)\} \quad (2)$$

die als Häufigkeitsrate von Ausfällen bzw. „rate of occurrence of failures“ (ROCOF) bezeichnet wird.

Der Inhomogene Poisson Prozess (non-homogenous poisson process NHPP) [54] und der Erneuerungsprozess (renewal process RP) [55] sind die am häufigsten verwendeten Modelle reparierbarer Systeme. Weitere hier beschriebene Modelle sind das Altersreduktionsmodell (age reduction model [56]), das Modell proportionaler Intensitäten (proportional intensities model [53]) und das Brown und Proschan Model [57].

4.3.3. Renewal process / Erneuerungsprozess (EP) (maximale Reparatur)

Dieses Modell geht davon aus, dass Reparaturen eine Anlage in den Neuzustand („as good as new“) versetzen. Ein Erneuerungsprozess (EP) basiert auf einem Zählprozess, der das aufeinanderfolgende Auftreten von Ereignissen in einem bestimmten Zeitintervall $[0, T]$ registriert, wobei die Zeitdauern zwischen den aufeinanderfolgenden Ereignissen X_1, X_2, X_3, \dots eine Sequenz bilden von unabhängigen und identisch verteilten nicht-negativen

Zufallsvariablen [58]. Der Sonderfall, bei dem die Verteilung exponentiell ist, entspricht dem homogenen Poisson-Verfahren.

Die Ausfallfunktion eines EP lässt sich charakterisieren durch

$$\lambda(t) = \lambda_0(t - t_{N(t)}) \quad (3)$$

wobei $\lambda_0(t)$ eine Basis-Ausfallfunktion ist, die sich durchsetzen würde, wenn es keine Ausfälle gäbe. Diese kann viele Formen annehmen, wobei eine sinnvolle Wahl eine glatte Funktion ist entsprechend der Ausfallfunktion einer bekannten Lebensdauerverteilung.

Solche Formen sind z.B. die konstante Größe:

$$\lambda_0(t) = a, \quad (4)$$

für $a > 0$ entsprechend einer exponentiellen Wahrscheinlichkeitsverteilung.

Die logarithmische lineare Intensität:

$$\lambda_0(t) = ab^t, \quad (5)$$

für $a > 0$ und $b > 0$ entsprechend einer verkürzten Gumbelverteilung und der Power-Law Prozess (Potenzgesetzprozess):

$$\lambda_0(t) = at^b, \quad (6)$$

für $a > 0$ und $b \in \mathbb{R}$ entsprechend einer Weibull-Ausfallfunktion. Die ersten beiden ermöglichen auch Systeme die zum Zeitpunkt $t = 0$ bereits alt sind, da die Einführung eines Lageparameters diese Funktionen unverändert lässt. In diesen Fällen gehen die exponentiellen und abgeschnittenen Gumbel-EPs davon aus, dass Reparaturen ein System auf seinen Zustand zum Zeitpunkt $t = 0$ und nicht auf seinen Zustand als neu zurücksetzen. Allerdings erlaubt der Power-Law Prozess nur neue Systeme, da $\lambda_0(t) \rightarrow 0$ wenn $t \rightarrow 0$ für $b > 0$ und $\lambda_0(t) \rightarrow \infty$ wenn $t \rightarrow 0$ für $b < 0$.

Ein Lageparameter c kann eingeführt werden, wenn ein System bereits alt ist, wonach $\lambda_0(t) = a(t+c)^b$ ist mit $c > 0$ für diesen Weibull EP, obwohl adäquate Formen der Fehlerrate in der Regel nur mit zwei Parametern gefunden werden.

Der EP ist zwar ein plausibles Modell erster Ordnung für Komponenten oder Teile, da der komplette Ersatz von einem Bauteil nach einem Ausfall Erneuerung statt Reparatur bedeutet. Aber auch umgekehrt aus genau diesem Grund ein schlechtes Modell für Systeme. In der Regel handelt es sich bei Reparaturen an Anlagen um den Austausch von nur einem Bruchteil der Systemkomponenten. Wird ein großer Teil einer Anlage ausgetauscht, ist es oft wirtschaftlicher, die gesamte Anlage zu ersetzen. Selbst wenn eine Reparatur die Leistung eines Systems wieder auf die ursprüngliche Spezifikation zurückführt, impliziert das Vorhandensein von überwiegend gealterten Komponenten, dass die Systemzuverlässigkeit

nicht erneuert wurde. Wenn die Zeit zwischen Ausfällen nicht stationär ist, ist das EP Modell nicht ausreichend.

4.3.4. Non-homogenous Poisson process (NHPP) / inhomogener Poisson Prozess (minimale Reparatur)

Der inhomogene Poisson Prozess (NHPP) geht davon aus, dass ein System nach der Durchführung einer Reparatur den gleichen Zustand annimmt, in dem es unmittelbar vor Eintritt des Fehlers war. Der NHPP unterscheidet sich vom homogenen Poisson Prozess insofern, dass die ROCOF mit der Zeit variiert und nicht konstant ist. Das NHPP ist ein geeignetes Modell für die Zuverlässigkeit eines komplexen Systems aus einer Vielzahl von Komponenten. Bei diesem Modell sind die Zeiten zwischen den Ausfällen X_1, X_2, X_3, \dots weder unabhängig noch identisch verteilt.

Ein wesentliches Merkmal des NHPP ist, dass die Fehlerfunktion von der globalen Betriebszeit abhängt, gemessen ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage. Ein einfaches NHPP-Modell kann ausgedrückt werden als

$$\lambda(t) = \lambda_0(t), \quad (7)$$

wobei $\lambda_0(t)$, die im vorigen Abschnitt (Renewal process) eingeführte Basisfunktion ist. Obwohl die drei Basisfunktionen als monotone Funktionen angegeben sind, sind sie flexibel genug, um sowohl die Verbesserung als auch die Verschlechterung eines Systems zu modellieren.

Bei der Modellierung der Zuverlässigkeit reparierbarer Systeme unter der Annahme eines NHPP, sind die Anzahl von Ereignissen in nicht überlappenden Intervallen unabhängige Zufallsvariablen und deren Intensität wird zur ROCOF oder Ausfallrate eines reparierbaren Systems. Bei einer begrenzten Anzahl von Komponenten kann dieses Modell jedoch häufig nur als Annäherung dienen, da sich die Intensitätsfunktion nach jeder Reparatur ändert.

4.3.5. Age reduction model (Verjüngung / Altersreduktion)

Im Modell der Altersreduktion [55] modifiziert jede Reparatur die Intensitätsfunktion bezüglich des virtuellen Alter eines Systems auf ein bestimmtes Maß. Für diese Reparaturen wird das virtuelle Alter, zu einem bestimmten Zeitpunkt, durch eine Vielzahl von additiven Altersreduktionsfaktoren bestimmt. Doyen & Gaudoin [59] haben dieses Modell erweitert und analysiert. Sie berücksichtigten auch multiplikative Altersreduktionsfaktoren und das Konzept der Altersreduzierung wurde bereits erfolgreich zur Modellierung von Ereignisdaten für Systeme mit periodischer präventiver und unvollständiger korrektiver Instandhaltung angewendet [56]. Dieses Modell setzt das System effektiv auf ein jüngeres Alter zurück.

Die Intensitätsfunktion eines Punktprozesses im Rahmen des Altersreduktionsmodells kann additiv sein

$$\lambda(t) = \lambda_0\left(t - \sum_{i=1}^{N(t)} s_i\right), \quad (8)$$

oder multiplikativ

$$\lambda(t) = \lambda_0\left(t - \prod_{i=1}^{N(t)} s_i\right), \quad (9)$$

wobei beide s_i Konstanten sind, die die Altersreduktionsfaktoren darstellen, und $\lambda_0(t)$ die Basisfunktion.

Die additive Form ist leichter zu interpretieren als die multiplikative Form, da sie eine Verjüngung des Systems darstellt.

Ein kritischer Fehler des Altersreduktionsmodells und seiner vielen Varianten ist, dass sie keine realistische Beschreibung der Fehlerprozesse liefern. Dies liegt daran, dass der Austausch eines verschlissenen Bauteils nicht zu einer Verjüngung eines Systems beiträgt, da die anderen Komponenten nicht weniger wahrscheinlich ausfallen. Als statistisches Modell jedoch, eher als ein physikalisches Modell, kann die Altersreduktion dennoch eine gute Anpassung an beobachtete Daten bieten.

4.3.6. Proportional intensities model (PIM) (Partielle Reparatur)

Doyen & Gaudoin [60] haben einen Verbesserungsfaktor nach jeder Reparatur in ihrem Modell für imperfekte Instandhaltungsmodelle eingeführt, der Reparaturen zwischen „so gut wie neu“ und „so schlecht wie zuvor“ (engl. „as good as new“ bzw. „as bad as old“) ermöglicht. Sie benutzten ihren Verbesserungsfaktor auch, um den Zustand von einem System nach so einer Reparatur zu bewerten.

In diesem Modell wird die Basis-Intensitätsfunktion bei jeder korrektiven Maßnahme geändert, um die Annahme einer minimalen Reparatur zu vermeiden.

Eine Erweiterung des NHPP, basierend auf dem PIM von Cox (1972) [61] ist das PIM von Percy et al [53, 62], das sich besonders für die Modellierung reparabler Systeme eignet.

Die vorgeschlagene Variante des PIM beinhaltet eine multiplikative Skalierung der Ausfallfunktion bei jedem Ausfall und jeder Reparatur. Dies ist das natürliche Modell für Systeme, die sich mit der Zeit verbessern oder verschlechtern, und bietet eine perfekte Beschreibung der physischen Situation. Dieses Modell kann als NHPP ausgedrückt werden mit der Ausfallfunktion

$$\lambda(t) = \lambda_0(t) \prod_{i=1}^{N(t)} s_i, \quad (10)$$

wobei $s_i > 0$ Konstanten sind, die die Intensitätsskalierungsfaktoren darstellen und $\lambda_0(t)$ eine Basisintensität wie im Abschnitt 4.3.2 (Renewal process) beschreibt. Eine additive Form wird nicht berücksichtigt, da sie schwer zu rechtfertigen ist und negative Intensitäten erzeugen könnte, was nicht akzeptabel ist. Das Modell lässt sich verallgemeinern, indem man annimmt, dass die s_i einfache Funktionen von i sind, oder Zufallsvariablen, unabhängig vom Ausfall- und Reparaturprozess.

4.3.7. Brown & Proschan (BP)

Ein alternativer Ansatz wurde von Brown & Proschan [57] vorgeschlagen, ein imperfektes Reparaturmodell, in dem ein System mit Wahrscheinlichkeit p erneuert wird (maximale Reparatur), während mit Wahrscheinlichkeit $1 - p$ die Reparatur keinen Einfluss auf die Ausfallintensität (minimale Reparatur) nimmt. Dies setzt aber immer noch voraus, dass alle Reparaturen maximal oder minimal sind (engl. „as good as new“ bzw. „as bad as old“), sodass andere Modelle erforderlich sind, um die Intensität nach einer Reparatur nur teilweise zu reduzieren.

Darüber hinaus ist ein gelegentliches Merkmal von Systemen des täglichen Lebens, wie Autos und Fotokopierer, dass solche Systeme unmittelbar nach der Reparatur eine erhöhte Ausfallintensität aufweisen (engl. "worse than before"). Dies kann der Fall sein, wenn die Mängel durch die Reparatur ausgelöst werden oder wenn die Reparatur unvollständig und das ursprüngliche Problem nicht wirklich gelöst ist. Maximale und minimale Reparaturen allein kann auch dieses Modell nicht abbilden.

4.3.8. Modell der Ausfallkonsequenzen in Offshore TIMES

Für das in dieser Arbeit entwickelte Zuverlässigkeitsmodell wurde ein Reparatur- und Austauschmodell nach Brown & Proschan [57] verwendet, welches nur minimale und maximale Reparaturen zulässt, da die Informationen zur Bewertung von Wartungsmaßnahmen und des Zustands der Windenergieanlagen nach vollendeter Maßnahme für eine realistischere Abbildung des Fehlergeschehens derzeit nicht ausreichen. An dieser Stelle wird deshalb auf die Komplexität der realistischen Abbildung und die Notwendigkeit weiterer Forschung vor allem bezüglich der Analyse von Windparkdaten hingewiesen.

Die Instandsetzung der Systeme wird nachfolgend als Ausfallkonsequenz bezeichnet. Die Ausfallkonsequenzen unterteilen sich in welche bei denen eine „minimale Reparatur“ erfolgt:

- WEA Neustart (reset)
- kleine Reparaturen (minor repairs)
- große Reparaturen (major repairs)

und die Ausfallkonsequenz bei der eine „maximale Reparatur“ erfolgt:

- Austausch (replacement)

4.3.9. Zuverlässigkeitsblockdiagramm

In

Bild 4.3-16 ist der Ausschnitt eines Zuverlässigkeitsblockdiagramms einer WEA dargestellt. Anhand dieser Abbildung, dargestellt auf Ebene des Rotorsystems als Subsystem der Windenergieanlage, wird im folgenden Abschnitt das hier vorgestellte Zuverlässigkeitsmodell beschrieben. Das Zuverlässigkeitsmodell ist so aufgebaut, dass für verschiedene Subsysteme unterschiedliche Ausfallverhalten angenommen werden. In verschiedener Literatur über die Zuverlässigkeitsberechnung einer WEA, z.B. in [63], wird zur Modellierung einer WEA die Reihenschaltung von Subsystemen bzw. Komponentengruppen gewählt. Auch in dieser

Arbeit wird diese Anordnung verwendet, weil der Ausfall eines Subsystems in der Regel zum Ausfall bzw. Stopp der gesamten WEA führt. Für den Fall redundanter Subsysteme müsste an diesen Stellen eine Parallelschaltung verwendet werden, weil dann ein Ausfall eines dieser Subsysteme nicht zum Ausfall der gesamten Anlage führen würde, da ein funktional gleiches Subsystem den weiteren Betrieb gewährleistet. Nachdem die Zuverlässigkeit der einzelnen Subsysteme (zweite Ebene) bestimmt ist, kann daraus die Zuverlässigkeit des gesamten Systems (erste Ebene) bestimmt werden. In einer dritten Ebene wird ein Subsystem bezüglich verschiedener Ausfallkategorien eingeteilt, die in dem folgenden Kapitel erklärt werden. Unter der Bedingung, dass die Wahrscheinlichkeiten für einen Ausfall aufgrund der verschiedenen Ursachen unabhängig voneinander sind, werden jeweils Zuverlässigkeitsfunktionen gemäß dieser Ausfallkategorien zu einer Reihenschaltung verknüpft.

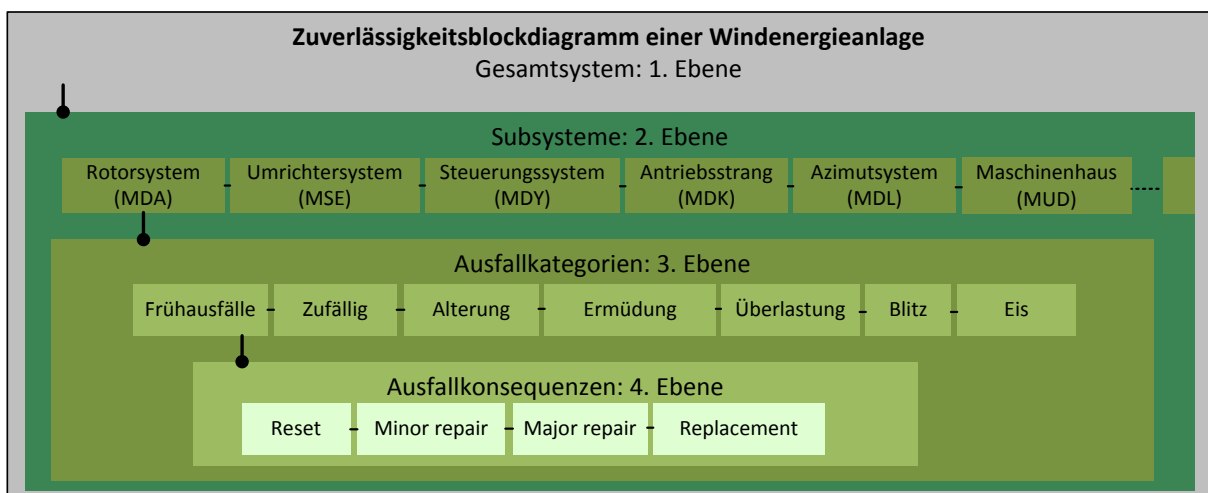


Bild 4.3-16 Zuverlässigkeitsblockdiagramm einer Windenergieanlage

4.3.10. Ausfallkategorien

Die Badewannenkurve (Bild 4.3-17) ist für die meisten industriellen Objekte die weitgehend gängige Praxis zur Darstellung der Ausfallratenentwicklung über die Zeit. Nach diesem Modell hat die Lebenszeit eines Systems drei Phasen. Diese sind drei Häufungsgebiete für Ausfälle, die von unterschiedlichen Faktoren abhängig sein können. Die erste Phase ist die der Frühausfälle. Zum Beginn, direkt nach Installation, erfährt System eine Inbetriebnahme Phase, während der die Lücke zwischen Design und tatsächlichem Aufbau beseitigt werden muss. Häufig ist die Ausfallrate in dieser Phase zu Beginn hoch und nimmt ab. Noch vor der Inbetriebnahme bzw. vor Produktionsabschluss kann bei Systemen deshalb eine künstliche Alterung erzeugt werden, z.B. durch erhöhte Belastungen oder eine Rütteltest um die Anzahl der Frühausfälle zu verringern. Wenn diese Phase überstanden ist, erreicht das System die Betriebsphase mit niedriger und quasi-konstanter Ausfallrate. Diese Phase versucht man durch Wartungsaufwände zu verlängern. Nichtsdestotrotz gibt es einen Zeitpunkt, ab dem die Alterung und Abnutzung sich sehr stark entwickelt und diese Wartungsaufwände die

Ausfallrate nicht mehr stabilisieren können. Ab diesem Moment überwiegen die Konsequenzen der Alterung und die Ausfallrate steigt bis letzten Endes ein Austausch des Systems durchgeführt wird. Zur Simulation des Ausfallverhaltens eines Systems bzw. hier eines Subsystems wird ausgehend von den Phasen der Badewannenkurve (vgl.

Bild 4.3-17) und verschiedenen Schädigungsarten (vgl. Bild 4.3-18, nach Eichler [64]) eine Kategorisierung von Ausfällen festgelegt. In diesem Abschnitt werden diese Kategorien vorgestellt.

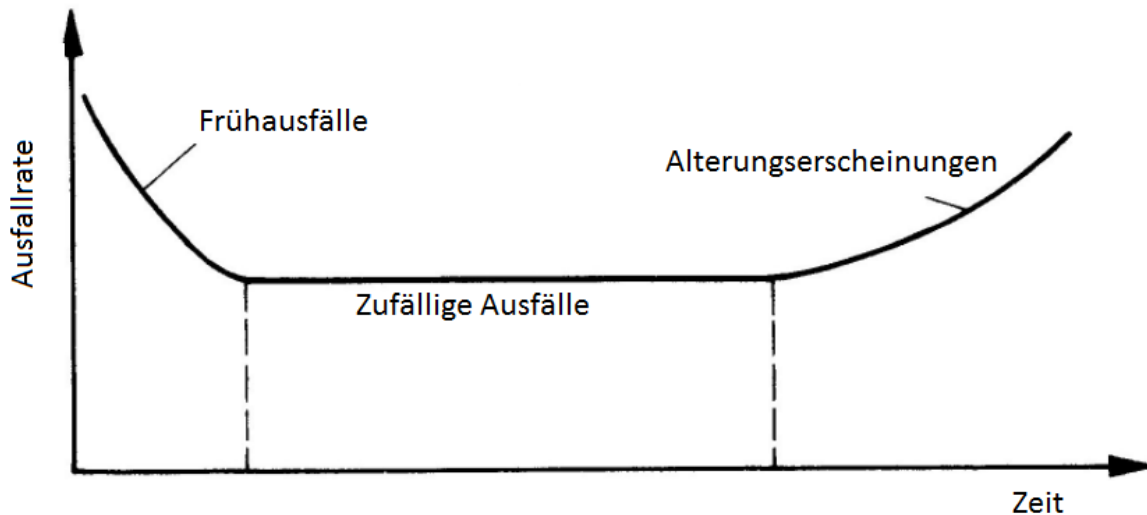


Bild 4.3-17 Badewannenkurve [Quelle: Eigene Darstellung]

Zufällige Ausfälle

Ausfälle, denen ein konstantes Ausfallrisiko zugrunde liegt, wie z.B. Naturereignisse wie Erdbeben und Schädigungen aufgrund von Vogelschlag.

Frühausfälle

Ausfälle, die am Beginn der Inbetriebnahme Phase eintreten z.B. aufgrund von Installationsfehler und Herstellungsfehler einzelner Subsysteme.

Alterungsausfälle

Ausfälle eines Subsystems, die aufgrund von Alterung auftreten. Dazu werden auch Ausfälle aufgrund von Korrosion gezählt.

Ermüdungsausfälle

Ausfälle, die aufgrund von Materialermüdung oder Verschleiß auftreten. Alterung, Korrosion, Materialermüdung und Verschleiß werden nach Eichler (Bild 4.3-18) zusammengefasst in der Kategorie Abnutzung. In dieser Arbeit sind sie aufgrund unterschiedlicher Lebensdauermerkmale in zwei getrennten Kategorien.

Die Alterung und die Ermüdung technischer Systeme spiegeln sich in der dritten Phase der Badewannenkurve wider.

Überlastungsausfälle

Ausfälle eines Subsystems aufgrund von Überlastung werden hier in Abhängigkeit der momentanen Windgeschwindigkeit modelliert.

Blitz- und Eisbedingte Ausfälle

Blitz- und Eisbedingte Ausfälle stellen jeweils eine Kategorie an Ausfallkategorien. Aufgrund der saisonalen Unterschiede der Eintrittswahrscheinlichkeiten werden sie nicht zu den zufälligen Ausfällen gezählt. Außerdem lassen sich dadurch entstandene Schäden an Subsystemen meist eindeutig diesen Fehlermechanismen zuordnen.

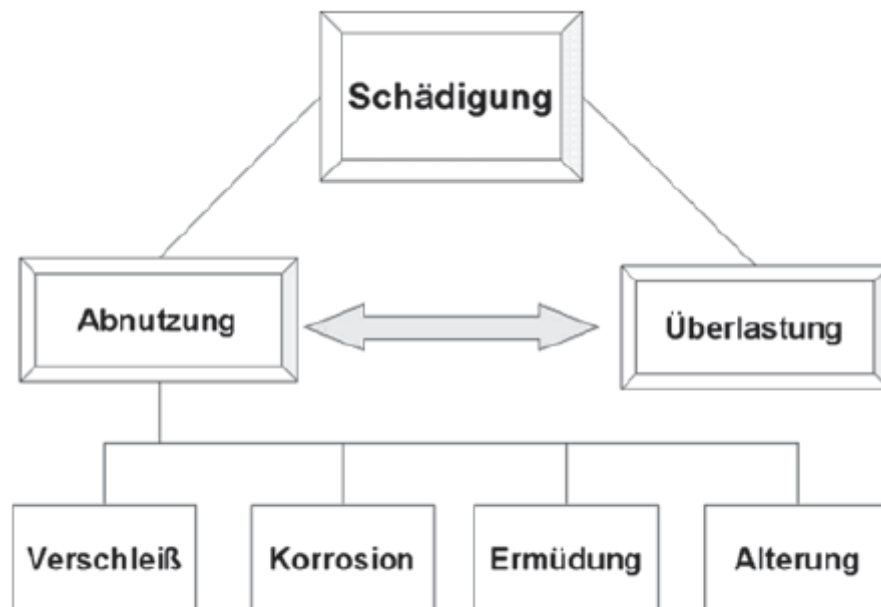


Bild 4.3-18 Schädigungsarten nach Eichler [64]

4.3.11. Footprint des Ausfallverhaltens eines WEA-Subsystems

Nach der Auswertung der Schadensstatistiken werden die daraus bestimmten mittleren Ausfallraten der Systeme in zuvor definierte Ausfallkategorien und weiter in verschiedene Ausfallkonsequenzen aufgeteilt. Diese Aufteilung wurde innerhalb einer Matrix aus prozentualen Gewichtungen vorgenommen. Diese Gewichtungsmatrix ist die Grundlage zur Erstellung von individuellen Footprints (Bild 4.3-19) des Ausfallverhaltens der einzelnen Systeme. Mit den Vorgaben der Gewichtungen je Ausfallkategorie (unterste Zeile) und Ausfallkonsequenzen (äußerste rechte Spalte) wird für jede Zelle der Matrix eine prozentuale Gewichtung vorgegeben (Tabelle 4.3-1).

Tabelle 4.3-1 Gewichtungsmatrix zur Erstellung eines Footprints

%	Früh	Zufällig	Alterung	Ermüdung	Überlastung	Blitz	Eis	Gewichtung
Reset	3	3,5	6,5	11	3	5	2	34
Minor repair	4	10,9	12	14	6,3	4,4	2,4	54
Major repair	0,2	0,3	2	3	0,5	0,5	0,5	7
Replacement	0,3	0,3	2	2	0,2	0,1	0,1	5
Gewichtung	7,5	15	22,5	30	10	10	5	

Footprint Control System (=MDY)

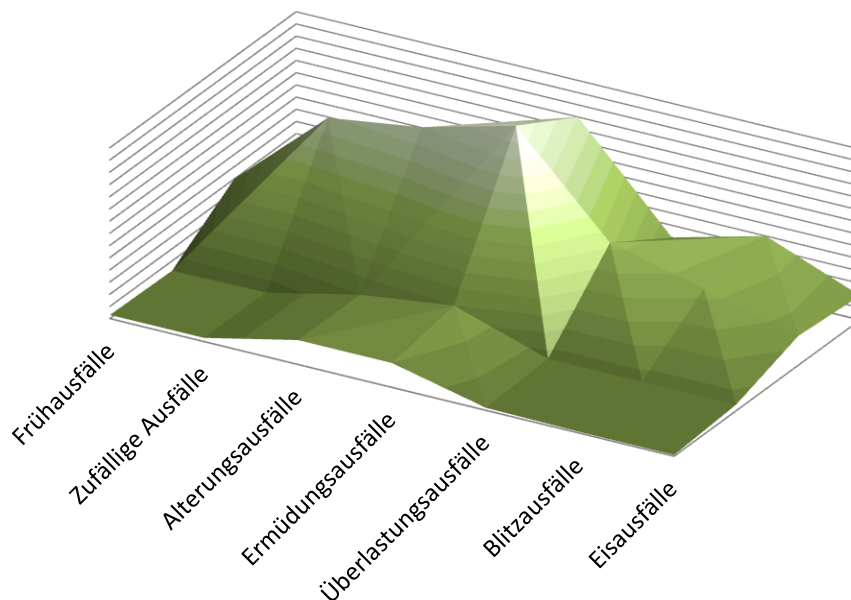


Bild 4.3-19 Footprint vom Ausfallverhalten des Steuerungssystems

Diese Gewichtungsmatrizen und die darauf basierenden Footprints lassen sich individuell anpassen. Wird eine einzelne Kategorie verändert, z.B. „Eisausfälle“ zu Null gesetzt, verteilt sich dieser Anteil auf die anderen Kategorien. Hierbei ist das bisherige Größenverhältnis der Kategorien einzuhalten. Will man die Verteilung der Konsequenzen ändern, z.B. „Replacements“ zu 0, verteilt sich dieser Anteil genauso wie auch bei den Kategorien auf die anderen Konsequenzen abhängig ihrer Verhältnisse.

Die spaltenweise Betrachtung liefert Tabelle , aus der sich die prozentuale Verteilung je Ausfallkonsequenz ablesen läßt.

Tabelle 4.3-2 Prozentuale Verteilung der Ausfallkonsequenz je Ausfallkategorie

	Früh	Zufällig	Alterung	Ermüdung	Überlastung	Blitz	Eis
Reset	40	23,33	28,89	36,67	30	50	40
Minor repair	53,33	72,67	53,33	46,67	63	44	48
Major repair	2,67	2	8,89	10	5	5	10
Replacement	4	2	8,89	6,67	2	1	2

4.3.12. Ausfallfunktionen für WEA-Subsysteme

Ausgehend von der mittleren Ausfallrate eines Subsystems, hier bspw. $\bar{\lambda}_{MDY} = 0,5$ Ausfälle pro Jahr, und der Aufteilung je Ausfallkategorie berechnen sich die mittleren Ausfallraten je Ausfallkategorie und daraus auch der Erwartungswert bzw. die dazugehörige mittlere Lebensdauer. Im nächsten Schritt wird abhängig von der Kategorie die Funktionsbildung vorgenommen. *Zufällige Ausfälle* lassen sich direkt aus der mittleren Ausfallrate als konstante Ausfallrate modellieren. Für *Blitzschlag-* und *Eisausfälle* werden zusätzlich saisonale Unterschiede berücksichtigt. Dazu werden die mittleren Ausfallraten für Blitzschlag und Eis über dazugehörige Jahresprofile mit schwankender Auftrittswahrscheinlichkeit multipliziert.

Tabelle 4.3-3 Mittlere Ausfallraten je Ausfallkategorie

	Früh	Zufällig	Alterung	Ermüdung	Überlastung	Blitz	Eis
Mittlere Ausfallraten der Ausfallkategorien	0,0375	0,075	0,1125	0,15	0,05	0,05	0,025

Die Ausfallraten der *Früh-*, *Alterungs-* und *Ermüdungsausfälle* sinken bzw. steigen mit dem Alter bzw. der Ermüdung der Systeme, die Ausfallrate für *Überlastungsausfälle* hängt ab von der momentanen Windgeschwindigkeit am Standort. Diese Funktionsbildungen werden in folgenden Abschnitten genauer erklärt.

4.3.13. Früh-, Alterungs- und Ermüdungsausfälle

Die Ausfallrate von „reparierbaren Systemen“ bzw. die Häufigkeitsrate von Ausfällen $\lambda(t)$ wird hier als ein „Nicht Homogener Poisson Prozess (NHPP)“ abgebildet mit der Basisfunktion λ_0 eines Power-Law Prozesses entsprechend einer Weibull-Fehlerfunktion:

$$\lambda(t) = \lambda_0(t) \quad (11)$$

mit

$$\lambda_0(t) = at^b, \quad (12)$$

bzw. In Form einer zwei-parametrischen Weibull-Ausfallrate

$$\lambda_0(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} = \frac{\beta}{\eta^\beta} t^{\beta-1}, \quad (13)$$

wobei β den Formfaktor und η den Skalierungsfaktor beschreibt.

Über die Definition des Mittelwerts einer Funktion, dessen Wert und der Festlegung des Formfaktors lässt sich der fehlende Skalierungsfaktor η und damit die entsprechende Ausfallfunktion bestimmen.

$$\bar{\lambda} = \frac{1}{t_2 - t_1} * \int_{t_1}^{t_2} \lambda(t) dt \quad (14)$$

$$\bar{\lambda} * (t_2 - t_1) = \int_{t_1}^{t_2} \lambda(t) dt \quad (15)$$

$$\bar{\lambda} * (t_2 - t_1) = E(N(t)) = \int_{t_1}^{t_2} \frac{\beta}{\eta^\beta} t^{\beta-1} dt \quad (16)$$

Die erwartete Anzahl von Ausfällen $E(N(t))$ im Zeitraum 0 bis t wird wie folgt berechnet:

$$E(N(t)) = \int_0^t \frac{\beta}{\eta^\beta} t^{\beta-1} dt = \frac{1}{\eta^\beta} * t^\beta \quad (17)$$

Ist die mittlere Ausfallrate eines Systems 0,5 Ausfälle pro Jahr (Bsp. Steuerungssystem), so erwartet man in einem Zeitraum von 30 Jahren 15 Ausfälle. Diese Ausfälle müssen nun den Ausfallkategorien zugeordnet werden. Die Summe der Früh-, Alterungs- und Ermüdungsausfälle (engl. early, aging and fatigue failures) haben den Anteil von 0,3 Ausfällen pro Jahr.

Für die Frühausfälle soll die mittlere Rate 0,0375, für Alterung 0,1125 und für Ermüdung 0,15 Ausfälle pro Jahr betragen (Vgl. Tabelle).

Der Formfaktor β für Frühausfälle wird mit 0,4 angenommen, und erzeugt eine sinkende Ausfallrate. Die Raten für Alterungs- und Ermüdungsausfälle sollen zunehmen und erhalten einen Formfaktor β mit 2,5 für Alterung und 2,4 für Ermüdung.

Unter dieser Annahme wird der fehlende Parameter für jede Ausfallfunktion berechnet.

Für Frühausfälle entsteht folgende Gleichung:

$$E(N(t)) = \int_0^{30} \frac{1}{\eta^\beta} * 0,4 * t^{0,4-1} dt \quad (18)$$

Mit der erwarteten Anzahl von Ausfällen innerhalb 30 Jahre ($0,0375 * 30 = 1,125$):

$$1,125 = \int_0^{30} \frac{1}{\eta^\beta} * 0,4 * t^{0,4-1} dt = \frac{1}{\eta^\beta} * t^{0,4} \quad (19)$$

kann die Gleichung nach dem Vorfaktor $\frac{1}{\eta^\beta}$ aufgelöst werden

$$\frac{1}{\eta^\beta} = \frac{1,125}{t^{0,4}} = \frac{1,125}{30^{0,4}} \approx 0.288605 \quad (20)$$

Und die Funktion für Frühausfälle wird wie folgt ausgedrückt:

$$\lambda_{early}(t) = \frac{\beta}{\eta^\beta} t^{\beta-1} = \frac{0,4}{\eta^\beta} t^{0,4-1} \approx 0.115442 * t^{-0,6} \quad (21)$$

Die anderen Ausfallfunktionen werden auf gleichem Weg berechnet, aber mit verschiedenen mittleren Raten und Formfaktoren.

Für die Alterungsausfälle ergibt sich folgende Funktion

$$\lambda_{aging}(t) \approx 0,00171 * t^{1,5} \quad (22)$$

Da WEA nur im Betrieb den Effekten der Ermüdung ausgesetzt sind, wird anhand einer generischen Anlage mit der Nennleistung von 4MW und der dazugehörigen Leistung bei mittlerer Windgeschwindigkeit eines generischen Standorts (hier 2,015MW bei 9,12 m/s) ermittelt, wieviel Gigawattstunden die Anlage im für dieses Beispiel gewählten Simulationszeitraum von 30 Jahren produziert hätte. Dieser Wert ξ in GWh berechnet sich wie folgt:

$$\xi = 2,015[\text{MW}] * 10^{-3} \left[\frac{\text{GW}}{\text{MW}} \right] * 30 [\text{a}] * 365,25 \left[\frac{\text{d}}{\text{a}} \right] * 24 \left[\frac{\text{h}}{\text{d}} \right] = 529,905 \text{ GWh} \quad (23)$$

Durch Lösen der Gleichung für die Ermüdungsausfälle im Simulationsraum von 529,905 GWh bei einer mittleren Ausfallrate von 0,15 Ausfällen pro Jahr und einem Formfaktor von 2,4 ergibt sich folgende Funktion

$$\lambda_{fatigue}(E) \approx 0,00005526 * E^{1,4} \quad (24)$$

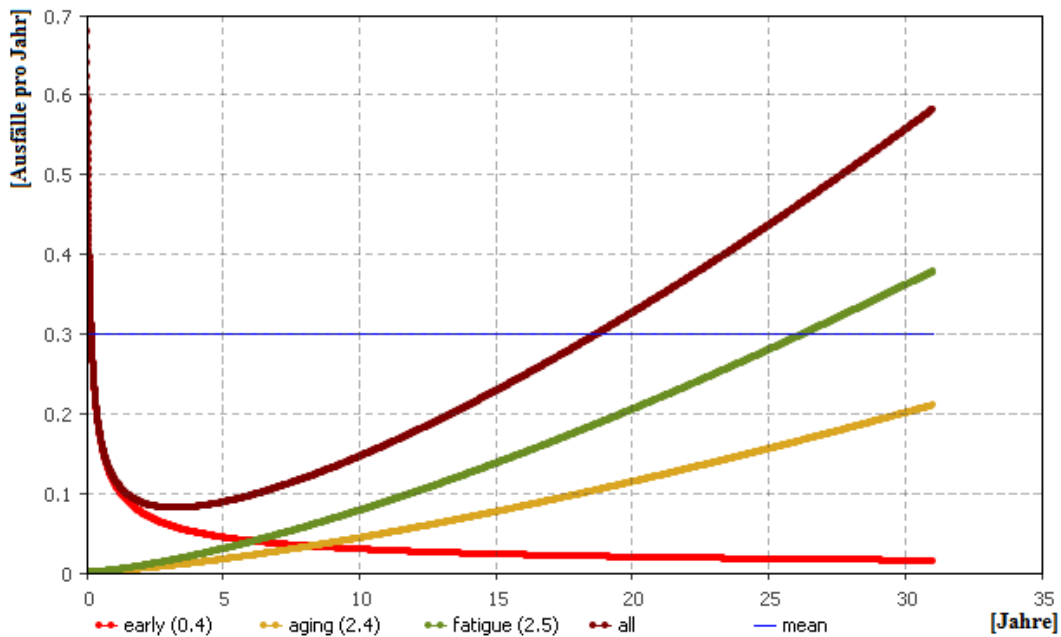


Bild 4.3-20 Beispiel der Ausfallraten von Früh-, Alterungs- und Ermüdungsausfälle

4.3.14. Überlastungsausfälle

Abhängig von der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort bezogen auf die Ein- und Ausschalt Windgeschwindigkeiten der WEA, der mittleren Ausfallrate des Subsystems und der Gewichtung für Überlastungsausfälle wird eine lineare Funktion berechnet. Die lineare Abhängigkeit der Ausfallrate zur Windgeschwindigkeit ist eine für alle Systeme getroffene Annahme. Grundsätzlich sind für verschiedene Systeme aber durchaus unterschiedliche Zusammenhänge anzunehmen (siehe z.B. bei Wilson, G. & McMillan, D. [65]). Die lineare Funktion hat ihren Schnittpunkt mit der x-Achse bei der Einschaltwindgeschwindigkeit v_{min} und steigt bis zur Ausschaltwindgeschwindigkeit v_{max} konstant an. Bei mittlerer Windgeschwindigkeit am Standort bezogen auf das Leistungsspektrum der WEA (zwischen Ein- und Ausschaltgeschwindigkeit) besitzt die Funktion der Überlastungsausfälle den Wert der mittleren Ausfallrate.

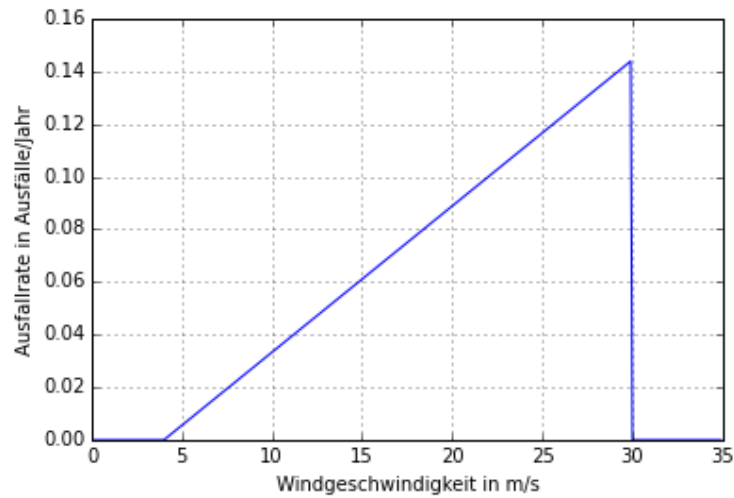


Bild 4.3-21 Beispiel Ausfallrate von Überlastungsausfällen in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit

Aus der Gewichtungsmatrix und der mittleren Ausfallrate des Gesamtsystems ergibt sich eine mittlere Ausfallrate von $\bar{\lambda}_{\text{Überlast}}(v_{\text{mittel}})$ für Überlastungsausfälle. Der Verlauf der Ausfallrate der Kategorie von Überlastungsausfällen, genannt $\lambda_{\text{Überlast}}(v_{\text{Wind}})$, wird also beschrieben als lineare Funktion mit der Steigung:

$$m = \frac{\bar{\lambda}_{\text{Überlast}}(v_{\text{mittel}})}{v_{\text{mittel}} - v_{\text{min}}} \quad (25)$$

wobei v_{mittel} die mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ist (innerhalb des Leistungsspektrums der Anlage) und v_{min} die Einschaltgeschwindigkeit der WEA. Damit ergibt sich für die Ausfallrate:

$$\lambda_{\text{Überlast}}(v_{\text{Wind}}) = \begin{cases} 0 & \text{für } v < v_{\text{min}} \\ m * (v - v_{\text{min}}) & \text{für } v_{\text{min}} < v < v_{\text{max}} \\ 0 & \text{für } v > v_{\text{max}} \end{cases} \quad (26)$$

v_{mittel} wird mit der Windgeschwindigkeitshäufigkeitsverteilung (Weibull-fit) am Standort innerhalb des Intervalls $[v_{\text{min}}, v_{\text{max}}]$ berechnet. Der Mittelwert der Funktion für Überlastungsausfälle entspricht damit dem Wert aus dem Footprint des Subsystems.

Für das Windgeschwindigkeitsprofil am Standort wird eine Weibullverteilung mit der Dichtefunktion

$$f(v) = \frac{\beta}{\eta} * \left(\frac{v}{\eta}\right)^{\beta-1} * e^{-\left(\frac{v}{\eta}\right)^{\beta}} \quad (27)$$

mit Windgeschwindigkeit v , Formfaktor β und Skalierungsfaktor η angenommen.

Der Mittelwert innerhalb eines Intervalls $[v_{\text{min}}, v_{\text{max}}]$ wird aus folgender Beziehung hergeleitet:

$$\int_{v_{min}}^{v_{mittel}} f(v)dv = \int_{v_{mittel}}^{v_{max}} f(v)dv \quad (28)$$

Mit der Stammfunktion:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{\eta}\right)^\beta} \quad (29)$$

$$\left[1 - e^{-\left(\frac{v}{\eta}\right)^\beta}\right]_{v_{min}}^{v_{mittel}} = \left[1 - e^{-\left(\frac{v}{\eta}\right)^\beta}\right]_{v_{mittel}}^{v_{max}} \quad (30)$$

Auflösen nach v_{mittel} für das Intervall $[v_{min}, v_{max}]$ ergibt:

$$v_{mittel} = \eta * \sqrt[\beta]{-\ln\left(\frac{1}{2}\right) - \ln\left(e^{-\left(\frac{v_{max}}{\eta}\right)^\beta} + e^{-\left(\frac{v_{min}}{\eta}\right)^\beta}\right)} \quad (31)$$

So liegt die berechnete mittlere Windgeschwindigkeit des Beispiels für das Windprofil mit $\beta = 2,5$, $\eta = 10$ einer Windenergieanlage mit $v_{min} = 4$ und $v_{max} = 30$, d.h. im Intervall $[4,30]$, bei $v_{mittel} \approx 9.12$.

Für dasselbe Windprofil liegt die tatsächliche mittlere Windgeschwindigkeit am Standort, d.h. im Intervall $[0, \infty]$, bei $v_{mittel} \approx 8,63$

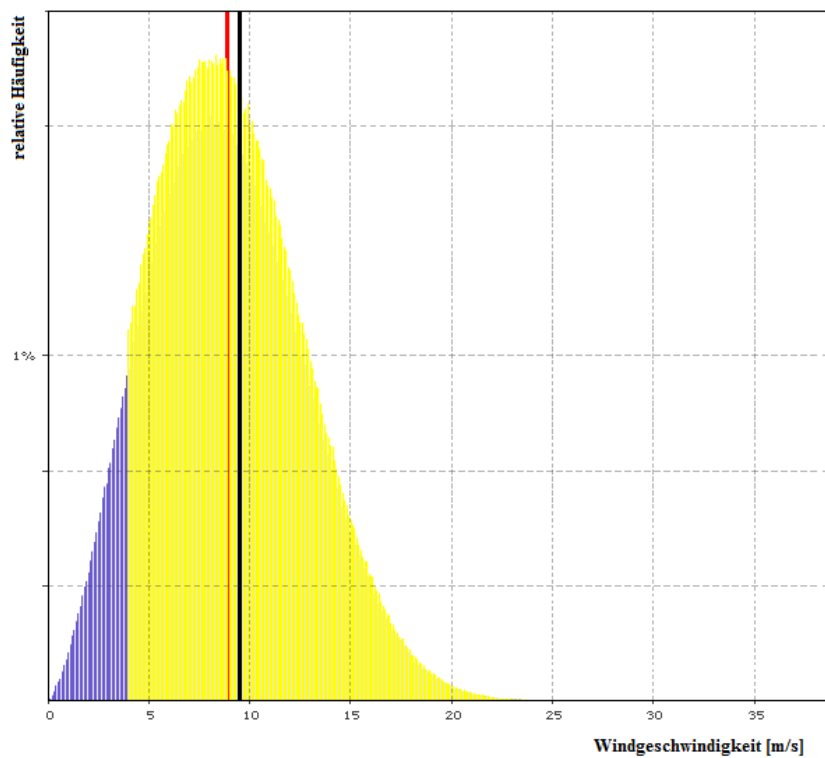


Bild 4.3-22 Generisches Windprofil –blau- für alle Windgeschwindigkeiten und -gelb-für Windgeschwindigkeiten zwischen 4 und 30 m/s

Wie in Bild 4.3-22 erkennbar ist der Mittelwert der gelben Verteilung (schwarze Linie) etwas höher als der der blauen unbegrenzten Verteilung (rote Linie). Die gelbe Verteilung repräsentiert das Windprofil in den Intervallgrenzen der Ein- und Ausschaltwindgeschwindigkeiten der Windenergieanlage. Die blaue Verteilung repräsentiert das allgemein am Standort herrschende Windprofil.

5. Leitwarte

5.1. Aufgabe der Leitwarte

In der Leitwarte fließen alle Informationen eines Offshore-Windparks zusammen. Die Fehlermeldungen der einzelnen Komponenten des Offshore-Windparks werden hier gesammelt. Basierend auf der Art und Dringlichkeit des Fehlers wird der Fehler zur weiteren Bearbeitung priorisiert. Die priorisierten Fehler werden mit den vorhandenen Ressourcen abgeglichen. Die Fehler, die behoben werden können (Umweltbedingungen innerhalb der Einsatzgrenzen, Ressourcen vorhanden) werden für die folgende Arbeitsschicht an die Ressourcen zur Bearbeitung gegeben.

Bei realen Windparks befindet sich die Leitwarte an Land und führt z.B. die Informationen aus dem Condition Monitoring System und dem SCADA System zusammen. Die Fehlermeldungen werden analysiert und, wo möglich, direkt behoben, z.B. durch einen Neustart einer Windturbine. Für andere Fehler wird der Reparaturbedarf ermittelt und dem Serviceteam ein Reparaturauftrag erteilt. Das notwendige Material wird bestellt, entweder beim eigenen Lager oder bei einem Lieferanten. Die Priorität des Reparaturauftrags entscheidet zu einem großen Teil über die Verfügbarkeit der Ressourcen (Schiff, Techniker, Ersatzteile) und damit auch über den Ausführungszeitpunkt- vorausgesetzt die Wetterbedingungen sind ausreichend gut. Die Bewegung der einzelnen Schiffe und die Durchführung der Serviceaufträge werden von der Leitwarte aus überwacht. Die Planung wird basierend auf der aktuellen Lage angepasst und den Schiffscrews und Technikern mitgeteilt.

Die Leitwarte ist im Offshore TIMES Software-Demonstrator als eigener Aktor realisiert. Dieser erhält von allen Windparkkomponenten Statusinformationen inklusive ihrer Fehlermeldungen und analysiert die eingehenden Meldungen. Die Fehler werden basierend auf dem in 4 beschriebenen Zuverlässigkeitsmodul bestimmt. Basierend auf der Reihenfolge der Meldungen werden Tickets erstellt, die priorisiert und in die Tagesplanung der Service-Ressourcen eingehen. Die Leitwarte verfolgt und dokumentiert auch die Durchführung der einzelnen Instandhaltungsaufträge und beachtet nicht durchgeführte Arbeitsaufträge in der nächsten Service-Periode erneut. Arbeitsaufträge werden z.B. nicht durchgeführt, wenn durch die Wetterbedingungen ein Übersetzen auf die Windturbine nicht möglich ist.

5.2. Priorisierung der Aufgaben

Für die Priorisierung der entstehenden Aufgaben gibt es eine Vielzahl an Konzepten. Im Projekt Offshore TIMES wurden vier Konzepte näher betrachtet:

- First-In-First-Out
- Most Tickets
- Most Turbines Repaired
- Economic Benefit

Da der Fokus jedes dieser Konzepte unterschiedlich ist, ist die Reihenfolge, in der Fehler behoben werden, ebenfalls unterschiedlich. Der Aufwand, der für die Priorisierung betrieben werden muss, hängt unter anderem stark von den einbezogenen Parametern ab.

First-In-First-Out

Das First-In-First-Out Prinzip ordnet die Tickets nach dem Zeitpunkt des Auftretens. Dabei gibt es unterschiedliche Ausprägungen, die wie folgt charakterisiert werden können:

1. Die Tickets werden nach dem Zeitpunkt des Auftretens abgearbeitet. Auch wenn die Wetterbedingungen nur die Bearbeitung von nachfolgenden Tickets zuließen, ist dies nicht zulässig, solange das erste Ticket noch unbearbeitet ist.
2. Die Tickets werden nach dem Zeitpunkt des Auftretens priorisiert. In diesem Fall können nachfolgende Tickets ausgeführt werden, sollte das erste Ticket unter den gegebenen Wetterbedingungen nicht durchführbar sein.

Dabei ist zu beachten, dass keine Verbesserung oder Optimierung vorgenommen wird. Ein entscheidender Faktor für die erfolgreiche Instandhaltung auf Basis der First-In-First-Out Methode ist die Anzahl an Schiffen und Fehlern. Befindet sich eine ausreichend hohe Anzahl an Schiffen im Windpark, kann jedes Ticket direkt bearbeitet werden, sodass gute Ergebnisse erzielt werden können, vgl. [66].

Jeder angefangene Auftrag wird so schnell wie möglich zu Ende geführt. Nachrückende Tickets können keine höhere Priorität erlangen als Tickets, die schon in Bearbeitung sind. Daher: Reparaturaufträge, die länger als eine Schicht dauern, oder auf Grund der Wetterverhältnisse vor Beendigung der Schicht abgebrochen werden mussten, werden als erstes abgearbeitet. Diese Annahme gilt auch für alle folgenden Konzepte.

Ein Sonderfall ist die vorgestellte Optimierungsmethodik in [67]. Die Tickets werden nach dem Zeitpunkt des Auftretens bewertet. Je nach Wetterbedingungen fließt dies als Teilbewertung in die Priorisierung mit ein. Ab dem Reparaturzeitpunkt wird eine Zeitspanne festgelegt, in der die Reparatur stattfinden muss, bei Nichteinhaltung entstehen „Strafkosten“.

Most Tickets

Für das Konzept „Most Tickets“ wird analysiert, in welcher Reihenfolge eine Reihe von Tickets bearbeitet werden muss um möglichst viele Tickets innerhalb einer Schicht abzuschließen. Diese Methode priorisiert kurze Reparaturzeiten, da so die meisten Tickets bearbeitet werden können. Die Zielgröße ist dabei die zeitliche Verfügbarkeit des Windparks, siehe auch [68].

Neben der Anzahl der Tickets wird auch die Fahrtstrecke des CTV betrachtet, um so die zwei Haupt-Kostenpunkte zu minimieren. Diese Optimierung läuft nur über eine Schicht. Eine Erweiterung der Methode über mehrere Wetterfenster bzw. Schichten kann bei einem dynamischen System zu einer Verschlechterung des Gesamtergebnisses führen. [69]

Ein Spezialfall dieser Methode wurde im Projekt stufenweise genauer getestet.

Stufe 1:

- zwei Fehlerkategorien, mit je 3h / 7.5h Reparaturdauer
- ein CTV mit drei Teams an Board
- das CTV verbleibt während der Reparatur nicht an der Anlage (nur Absetzen/Abholen der Teams)

Stufe 2:

- bis zu 10 Fehlerkategorien bis 12h Reparaturdauer
- 1-5 CTVs mit je 1-5 Teams an Board
- die CTVs verbleiben während der Reparatur nicht an der Anlage (nur Absetzen/Abholen der Teams)

Vorgehen:

- Alle Fehler der zwei Fehlerkategorien werden in einer Ticket-Liste gespeichert.
- Für die Dauer der Schicht werden alle möglichen Kombinationen von Fehlern erstellt.
- Anhand von festgelegten Kriterien werden alle Kombinationen bewertet, in diesem Fall:
 1. Anzahl der Tickets
 2. Gesamtdauer der Reparatur (bei gleicher Anzahl)
- Alle möglichen Routen für die beste Kombination werden erstellt, die kürzeste Gesamtroute wird priorisiert. Eine weitere Option ist die Priorisierung nach Rückkehrzeitpunkt im Hafen.

Vorteile:

- Die Methode erlaubt eine Optimierung der Ticketreihenfolge nach festgelegten Kriterien (in diesem Fall „Most Tickets“) ohne relevante Rechenzeitsteigerung. Die Rechenzeit ist der kritische Faktor der meisten Optimierungsmodelle für Offshore-Wartungsaufgaben. [67, 69 bis 71]

Bisher wurde nur die CTV Planung nach dieser Methodik durchgeführt, da bei hohen Fehlerraten eine größere Konkurrenz um die Schiffe herrscht und eine Priorisierung im Gegensatz zu größeren Fehler (mit geringen Fehlerraten) nötig macht.

Mit wenigen Anpassungen kann die Methode auch andere Kriterien priorisieren, zwei davon werden im Folgenden kurz vorgestellt.

Most Turbines Repaired

An jeder Windturbine können mehrere Fehler gleichzeitig auftreten. Die beiden zuvor beschriebenen Konzepte nehmen keine Rücksicht auf das Resultat ihrer Priorisierung bezüglich der Fähigkeit des Windparks, Strom zu produzieren. In diesem Konzept werden Reparaturen, die eine Turbine wieder für die Stromproduktion verfügbar machen über die maximale Anzahl an abgeschlossenen Tickets priorisiert. Dadurch werden Anlagen, an denen nur ein Fehler aufgetreten ist, zuerst bearbeitet. Mehrere Fehler an einer Anlage werden hingegen zusammengefasst, um sie gesammelt zu bearbeiten.

Dieses Konzept optimiert indirekt die entstehenden Kosten, in der Annahme, dass die Windparkverfügbarkeit mit den Gesamtkosten korreliert. Je mehr und je schneller Anlagen wieder Strom produzieren, desto höher ist der Ertrag. Eine wesentliche Annahme dieser Methode ist, dass die Kraftstoffkosten der Schiffe für verschiedene Priorisierungen einen geringen Einfluss auf die Gesamtkosten haben.

Economic benefit

Basierend auf der Wettervorhersage für die kommenden Tage, wird in diesem Konzept der wirtschaftliche Nutzen zur Priorisierung der Aufgaben verwendet. Über mehrere Zeitfenster werden die Kosten für die Reparatur sowie die erwarteten Erträge der Anlagen berechnet und gegeneinander abgewogen. Bei besonders geringen Windgeschwindigkeiten werden nach dieser Logik große Reparaturen erledigt, da eine schnelle Bearbeitung keinen wirtschaftlichen Vorteil bringt (z.B. geringer Stromertrag bei geringem Wind). Um dabei auch kostenintensive Reparaturen zu priorisieren, werden Vergleichserträge benötigt. Je nachdem, ob die Bearbeitung des Tickets günstiger oder teurer als an einem Vergleichstag ist, wird eine Priorisierung der Aufgaben vorgenommen. In Zeiträumen hoher Windgeschwindigkeiten hingegen ist es vorteilhaft, möglichst schnell möglichst viele Anlagen zu reparieren, es folgt dann dem Most Turbines Repaired Konzept.

6. Wirtschaftlichkeit

Gewinn erzielt ein Windpark nur, wenn die Summe der unterschiedlichen Kosten (6.1) geringer sind als die erzielte Vergütung (6.2). Die Vergütung je kWh wird entweder durch den Marktpreis oder die garantierte Vergütung bestimmt, nicht direkt durch den Windparkbetreiber. Der Windparkbetreiber kann nur die Instandhaltungsarbeiten beeinflussen und damit die Kosten. Außerdem kann der Windparkbetreiber dafür sorgen, dass möglichst viele Windturbinen zur Verfügung stehen, wenn der Strom lukrativ verkauft werden kann.

6.1. Kosten

Kosten entstehen während der Betriebsphase eines Offshore-Windparks in zwei Kostengruppen. Zum einen als operative Kosten für die Leitzentrale und andere fixe Infrastruktur, sowie die Ressourcen, also Schiffe, Ersatzteile und Personal. Diese operativen Kosten machen einen relativ großen Anteil an den Lebenszykluskosten eines Offshore-Windparks aus.

Fixkosten

Ein Teil dieser Kosten ist als Fixkosten anzunehmen, so z.B. die Miete für Gebäude, Lagerflächen und Schiffe bzw. Helikopter und die Personalkosten. Ebenfalls zu den Fixkosten zählen Versicherungen sowie Schuldendienst und Tilgung der existierenden Kredite.

Variable Kosten

Variable Kosten sind z.B. Treibstoffkosten und Offshore-Zulagen für Techniker, die nur im Fall von Einsätzen anfallen. Daher sind diese Kosten potentiell höher, wenn Schiffe mit höheren Einsatzgrenzen verwendet werden. Ebenfalls gehören die Kosten für verwendete Ersatzteile zu den variablen Kosten, da sie von den real auftretenden Ausfällen einzelner Komponenten abhängig sind. Zusätzlich und kurzfristig gecharterte Schiffe gehören ebenfalls zu den variablen Kosten, sowie Experten für Spezialeinsätze.

Verlorene Einkünfte

Ein sehr großer Anteil der Kosten sind die nicht erzielten Einkünfte auf Grund von Nichtverfügbarkeit einzelner Windturbinen, Strängen von Windturbinen oder des ganzen Windparks auf Grund von Eigenverschulden, wenn keine Kompensation durch, z.B., den Netzbetreiber gezahlt werden muss.

Eine beispielhafte Offshore-Windturbine hat eine Nennleistung von 3,6 MW. Innerhalb eines Tages kann diese Windturbine bis zu 86,4 MWh Strom erzeugen. In den ersten Jahren des Betriebs eines Windparks in Deutschland nach EEG 2014 [3] entspräche dies Tageseinnahmen von bis zu 16.700 €. Sollte eine Windturbine für mehrere Tage während einer Starkwindphase ausfallen, können die Einnahmefälle durchaus mehr als 100.000 € erreichen. Für aktuelle Modelle mit 8 MW und mehr liegen die Ausfälle entsprechend höher und lassen hohe Kosten für den Instandhaltungseinsatz als vertretbar erscheinen.

6.2. Vergütung

Offshore-Windparks erzeugen Strom durch die Wandlung der im Wind enthaltenen Energie in Rotationsenergie. Der rotierende Rotor treibt einen elektrischen Generator an. Dieser Strom wird von den Windturbinen über das Parknetz in unterschiedlichen Konfigurationen an einem Netzanschlusspunkt in das Stromnetz eingespeist. In der Deutschen Nordsee ist der Netzanschlusspunkt eine Gleichrichterplattform in der Nordsee, in anderen Märkten, die z.B. auf near-shore Windparks ausgerichtet sind, handelt es sich um ein Umspannwerk an Land.

Der Menge an erzeugtem Strom hängt von der vorherrschenden Windgeschwindigkeit und Luftdichte auf der einen, von der Windturbine, ihrer Funktionstüchtigkeit bzw. Verfügbarkeit und der Effizienz ihrer Komponenten auf der anderen Seite ab. Der Effizienzzusammenhang wird für Windturbinen in der Leistungskurve beschrieben.

Der Stromertrag wird genau erfasst aber außerhalb der Detailanalyse für Darstellungen meist auf Monats- oder Jahreswerte summiert.

Für die Vergütung ist die Strommenge relevant, die den Netzanschlusspunkt erreicht. Die Verluste, die durch die Stromwandlung und den Transport bis zum Netzanschlusspunkt entstehen werden nicht vergütet.

Während es in den Anfangsjahren der Offshore-Windenergie möglich war, fast überall einen Windpark zu planen und dieser dann eine fixe Vergütung erhalten hat, ist es in den letzten Jahren zu einem Umdenken gekommen. Heute werden typischerweise definierte Flächen an die Firma zur Entwicklung übergeben, deren geforderte Einspeisevergütung für die erzeugte kWh am niedrigsten ist, vorausgesetzt, die technischen Ausschreibungsbedingungen werden erfüllt.

Es folgen Beschreibungen der bisher wichtigsten Offshore-Windmärkte in Europa: Deutschland, Dänemark, Großbritannien und die Niederlande. Weitere Märkte wurden untersucht, wobei die Unterschiede im Vergütungssystem begrenzt sind.

Deutschland

Für existierende Windparks in Deutschland besteht die Vergütung des Stroms aus Offshore-Windparks in der Anfangsphase aus zwei Komponenten- einer Komponente, die mit dem Verkauf des Stroms an der Strombörse abgerechnet wird und dem Marktpreis des Stroms entspricht. Und der Zweiten Komponente, die den Strompreis an die garantierte Stromvergütung anpasst. Für Deutschland war in der Vergangenheit für Offshore-Windparks die Vergütung über eine Lebenszeit von 20 Jahren auf einem geringen Level (3,9 €/ct/kWh) garantiert. Außerdem gab es in den ersten acht oder zwölf Jahren eine erhöhte Vergütung von 19,4 €/ct/kWh bzw. 15,4 €/ct/kWh. Der erzielte Strompreis wird auf diese Summe aufgestockt. Auf Grund der hohen Kapitalkosten wurde üblicherweise das sogenannte Stauchungsmodell über acht Jahre gewählt und sorgt für hohe Einnahmen in den ersten Jahren [72].

Nach dem Übergang zum Ausschreibungssystem basierend auf dem Windenergie-auf-See Gesetz wird die, im Ausschreibungsverfahren definierte, Vergütung in einer Stufe über 20

Jahre gezahlt [73], [74]. In beiden bisherigen Ausschreibungsrunden haben auch Offshore-Windparks ohne Subvention Teile der ausgeschriebenen Nennleistung gewonnen und somit die zu erwartenden Kosten für Offshore-Windstrom auf den Marktpreis gesenkt.

Dänemark

In Dänemark wird Offshore-Windenergie mit einer zusätzlichen Vergütung je Kilowattstunde unterstützt. Bei den letzten Offshore-Windparks lag die zusätzliche Vergütung bei 5-6 €/kWh. Diese zusätzliche Vergütung ist für eine Energiemenge bzw. eine maximale Laufzeit limitiert. Darüber hinaus wird eine Vergütung von 1,3 €/kWh gezahlt, die nicht begrenzt ist. Für den in Bauvorbereitung befindlichen Offshore-Windpark Kriegers Flak liegt die Strommenge bei 30 TWh und die maximale Dauer bei 20 Jahren. Die Vergütung wird nur bei positivem Strompreis am Markt gezahlt- nicht wenn der Strompreis an der Strombörse negativ ist.

Großbritannien

In Großbritannien werden aktuell „Contracts for Difference“ (CFD) über Ausschreibungen vergeben [75]. Diese CFDs garantieren dem Windparkbetreiber eine fixe Vergütung je Kilowattstunde über die CFD Laufzeit von 15 Jahren. Der Vertrag wird zwischen dem Windparkbetreiber und der dafür gegründeten Low Carbon Contracts Company (LCCC) geschlossen. Die LCCC begleicht die Differenz zwischen dem Strommarktpreis und dem Preis, der im CFD festgeschrieben wurde. Sollte der Strompreis in Zukunft über den festgeschriebenen Wert steigen, erhält die LCCC vom Windparkbetreiber die Differenz. Auf Grund der relativ hohen Werte in CFDs für existierende Windparks ist die Wahrscheinlichkeit dessen eher gering. Trotzdem begrenzt es das Risiko für den Staat als Zahler der Differenz bei niedrigerem Strompreis. Auf der anderen Seite werden die Erträge für die Geldgeber der Offshore-Windparks ebenfalls gering. Für zukünftige Windparks mit niedrigerem CFD ist das Risiko von Rückzahlungen an die LCCC größer.

Niederlande

In den Niederlanden wurden in den letzten Jahren mehrere Flächen mit definierter Anschlussnennleistung ausgeschrieben. Für diese Flächen wurden viele Informationen vom niederländischen Staat zusammengestellt und zur Verfügung gestellt, was zu sehr niedrigen Geboten geführt hat (Borssele III und IV: 5,45 €/kWh). Die Vergütung wird für 12 Jahre gezahlt und setzt sich aus dem erzielbaren Strompreis an der Strombörse und dem Delta zwischen Angebotspreis und Marktpreis zusammen.

6.3. Finanzielle Kenngrößen

Aus den Kosten und den, auf der Vergütung basierenden, Einnahmen und ihrem zeitlichen Ablauf können unterschiedliche finanzielle Kenngrößen abgeleitet werden. In der Vergangenheit wurden unterschiedliche Finanzmodelle entwickelt und teilweise auch veröffentlicht, die unterschiedliche Kenngrößen basierend auf unterschiedlich genau aufgeschlüsselten Inputs berechnen. [76 bis 78]

In der öffentlichen Diskussion ist die verbreitetste Kenngröße für erneuerbare Energien und damit auch die Offshore-Windenergie der LCoE (Levelized Cost of Electricity- Gemittelte Stromgestehungskosten). Dieser gibt den durchschnittlichen Preis einer Kilowattstunde oder Megawattstunde eines Projekts wieder. Da Offshore-Windenergie bisher eine höhere Vergütung als den reinen Strommarktpreis erhalten hat, ist dieser Wert sehr wichtig für die Abschätzung der Kosten für die Öffentlichkeit.

Für den Betreiber eines Windparks sind andere Kenngrößen von deutlich größerer Bedeutung, da sie z.B. Informationen über seine Reserven oder seine Fähigkeit, Kredite zu bedienen Auskunft geben. Die entsprechenden Kenngrößen sind der Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR) und der Darlehenslaufzeitdeckungsgrad (LLCR) sowie der Projektlaufzeitdeckungsgrad, der mehrere Darlehenslaufzeiten abdecken kann.

Ebenfalls relevant ist die interne Verzinsung und der Kapitalwert des Windparks.

7. Software-Demonstrator Offshore TIMES

Der Software-Demonstrator setzt die wichtigsten Methoden des Offshore TIMES Projekts in eine ausführbare Simulationsumgebung um. Er dient als Machbarkeitsnachweis und soll im Laufe der Zeit zu einem kommerziellen Produkt weiterentwickelt werden. Der Zustand am Ende des Projektes entspricht einem Prototypen der IWES-intern für erste Dienstleistungen genutzt werden kann.

7.1. Grundlegendes Konzept

Der Demonstrator besteht aus einem konfigurierbaren Simulationswerkzeug und einer nachgeschalteten Analyse-Software, die nur auf den simulierten Zustandsänderungen basiert (Bild 7.1-23).



Bild 7.1-23 Prozess für Offshore TIMES Simulation

Pre-Processing

Die Konfiguration der Simulation(en) erfolgt über eine Textdatei (im Human-Optimized Config Object Notation (HOCON) Format³), welche später auch durch eine eigene Input-GUI generiert werden kann.

Simulation

Die Simulation selbst ist ein Batch-Prozess, der eine (oder mehrere) Wetterzeitreihen liest, den Betrieb und die Instandhaltung in stündlicher Auflösung für den konfigurierten Lebenszeitraum der Windparks simuliert und alle Zustandsänderungen in einem Event-log festhält.

Post-Processing

Da die einzelnen Simulationen nicht vollständig deterministisch ablaufen, kommt es bei jedem Lauf zu leicht variierenden Ergebnissen. Für ein zu untersuchendes Szenario werden dementsprechend mehrere Simulationsläufe mit identischer Konfiguration durchgeführt und im Analyseteil – der Output GUI – zusammenfassend ausgewertet bzw. graphisch aufbereitet. Hierbei müssen vor allem die einzelnen Event-logs, für jede gewünschte Auswertung, statistisch analysiert werden, um Mittelwerte und Schwankungsbreiten abzuschätzen. Mit diesen Zusammenfassungen lassen sich dann verschiedene Szenarien miteinander vergleichen und so Beurteilungen über die verwendeten Strategien in den Szenarien abgeben.

³ <https://github.com/lightbend/config/blob/master/HOCON.md>

Der Demonstrator stellt nur rudimentäre Auswertungen bereit, die im Laufe der Zeit und weiteren Projekten erweitert werden müssen, um eine automatisierte, nutzerfreundliche, integrierte Simulationsumgebung zu schaffen.

Weiter ist eine ständige Erweiterung um neue Schiffskonzepte, Windpark-Erweiterungen, gesetzliche Anforderungen, neue Wertschöpfungsmechanismen und vor allem Anforderungen realer Anwender nötig, um alle zu planenden zukünftigen Windparks realitätsnah abbilden zu können.

Schließlich gilt es auch, die Rechenzeit und die genutzten Computer-Ressourcen zu optimieren. Hier wird vor allem die Möglichkeit des Akka-Aktoren-Frameworks wichtig werden, leicht auf Rechner-Cluster zu skalieren – durch einfache Konfigurationsdatei-Änderungen.

7.2. Software Architektur

Der Offshore TIMES Demonstrator sollte leicht auf mehr CPUs skalieren und jede Hardware-Erweiterung ohne weiteren Programmieraufwand vollständig ausnutzen. Weiter sollte die Simulation unabhängig von aktuellen Betriebssystemen und spezieller Hardware sein. Damit kam nur eine Implementierung auf der Java Virtual Machine (JVM) in Frage. Da einzelne CPUs seit Jahren kaum noch schneller werden, ist der einzige Weg zu mehr Geschwindigkeit eine extrem hohe Parallelisierung der Berechnungen. Was ab einer bestimmten Komplexität ganze Rechner-Cluster einschließen muss. Daher war kein existierendes, auf einen Computer beschränktes, Simulationswerkzeug geeignet. Stattdessen ergab eine Vorstudie (siehe [79]), dass einfache Aktoren gut geeignet sind, das komplexe Verhalten in einem Windpark-System zu modellieren.

Aktoren wurden von Carl Hewitt (https://en.wikipedia.org/wiki/Carl_Hewitt#Actor_model) 1973 vorgestellt und sind aktuell auch auf der JVM in mehreren Ausprägungen implementiert. Unsere Wahl fiel auf das Akka-Aktoren-Framework (<https://doc.akka.io>), dass sowohl in Java als auch in Scala programmiert werden kann.

Aktoren definieren sich über folgende Eigenschaften:

- Jeder Aktor kapselt seinen eigenen Zustand, mit exklusivem Zugriffsrecht darauf
- Kommunikation erfolgt *nur* über asynchrone Nachrichten
- Nachrichten werden zeitgleich, parallel zu anderen Aktoren, bearbeitet
- Eingehende Nachrichten werden strikt sequentiell abgearbeitet

Akka erlaubt so eine transparente, konfigurierbare Skalierbarkeit auf ganze Computer-Cluster. Innerhalb eines Aktors gibt es keine Probleme durch Nebenläufigkeit, da Nachrichten einzeln bearbeitet werden und der Zustand nur lokal/privat ist.

7.2.1. Modellierung

Für den Offshore TIMES Demonstrator wurde jedem modellierten realen System mit eigenem Zustand ein Aktor zugewiesen. So gibt es für jede Windturbine, jedes Schiff, jeden Techniker und die Leitwarte jeweils einen eigenen Aktor. Dies erleichtert auch die Diskussion über die Methodenumsetzung in die Software enorm.

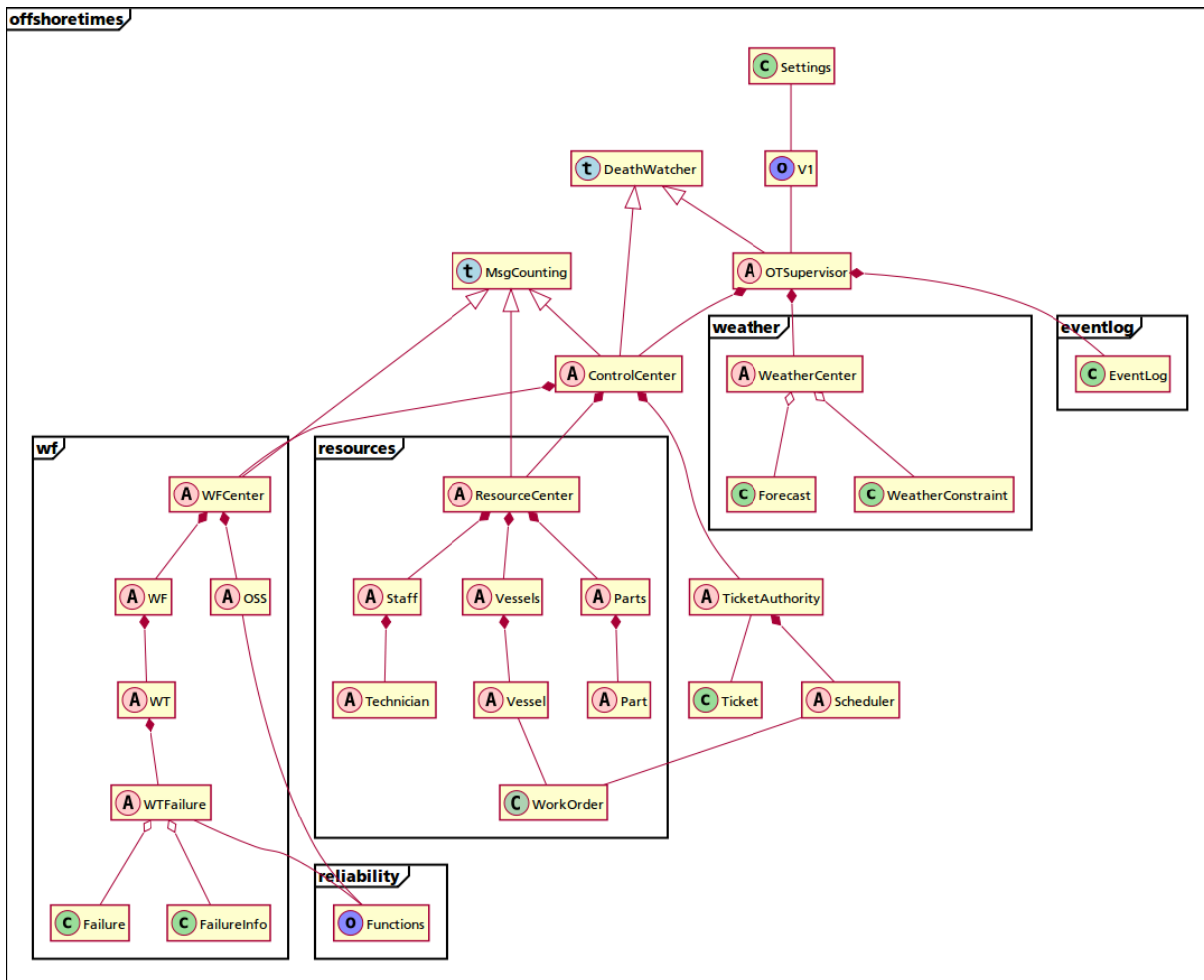


Bild 7.2-24 Parent-Child Beziehungen der Offshore TIMES Aktoren sowie wichtige Klassen und Objekte.

Da Aktoren nur über Nachrichten kommunizieren, ist die Synchronisation in einer Simulation (z.B. wie spät es gerade ist) ein zentrales Problem. Dies wurde auf einfache Weise in der Voruntersuchung gelöst [79]. Im Prinzip müssen dazu nur bestimmte Nachrichten, hier ›Tick‹ genannt, verfolgt und die entsprechenden Antworten, ›Tock‹, abgewartet werden. Diese grundlegende Kommunikation ist in <Nachrichten> zu sehen.

WT Operation and Breakdown 2018-06-21

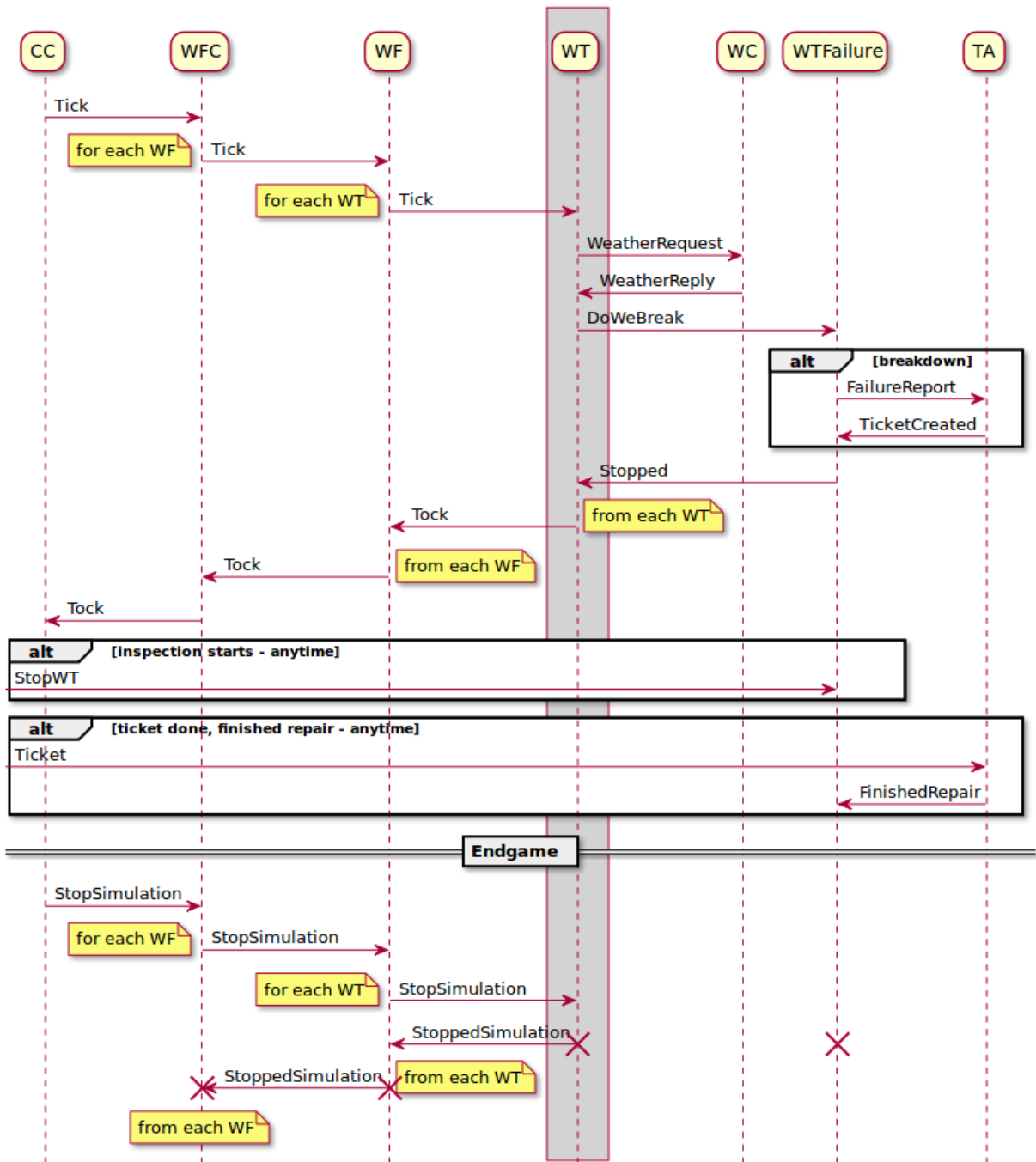


Bild 7.2-25 Synchronisationsnachrichten zwischen den Aktoren: ControlCenter (CC), WindFarmCenter (WFC), WindFarm (WF), WindTurbine (WT), WeatherCenter (WC), WindTurbineFailure (WTFailure) und TicketAuthority (TA).

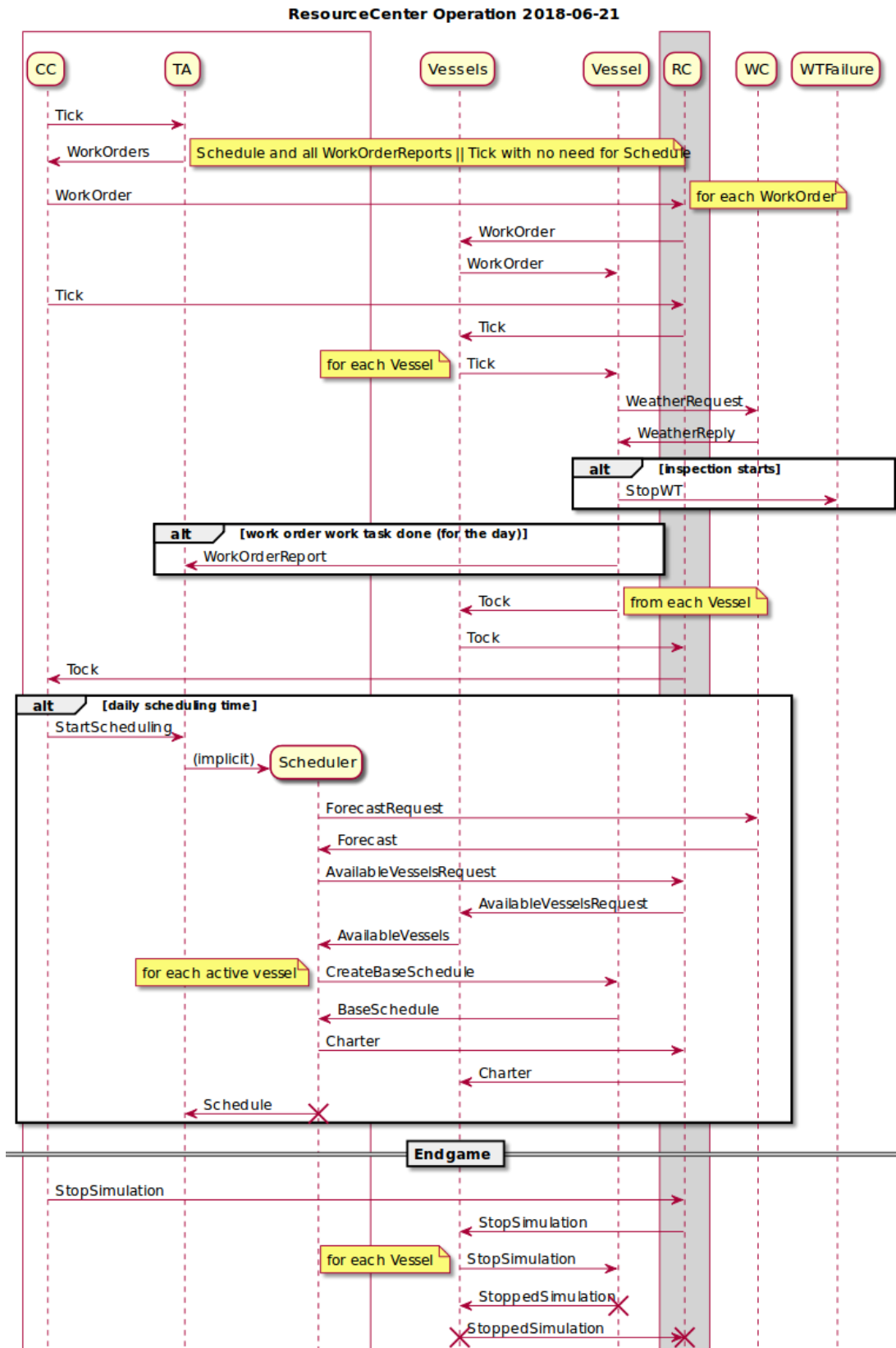


Bild 7.2-26 Nachrichten im Ticketsystem zwischen den Aktoren: ControlCenter (CC), TicketAuthority (TA), Vessels, Vessel, ResourceCenter (RC), WeatherCenter (WC) und WTFailure.

7.2.2. Event-Log

Bereits 2005 schrieb Martin Fowler über »Event Sourcing« (<https://martinfowler.com/eaDev/EventSourcing.html>), der vollständigen Erfassung aller Zustandsänderungen eines Systems in einer Event-Sequenz, unserem Event-Log.

Hier werden

- die stündlich (potentiell) produzierten Energiewerte (in kWh) jeder Windturbine
- die Betriebszustände der Windturbinen
- die erreichten Positionen jedes Schiffs
- jede Änderung an einem Ticket-Status
- die aufgeschlüsselten Arbeitszeiten der Schiffe (WoW, transfer etc.)
- Schiffs-Charter Vorgänge
- und alle weiteren (zukünftig) benötigten Zustandsinformationen

protokolliert und für die spätere Auswertung persistiert.

7.2.3. Szenarien

Da die Simulation nicht-deterministisch abläuft (die Nachrichten der Aktoren können, wie zwei Telefonanrufe, jedes Mal in anderer Reihenfolge ankommen und so etwa eine Ressource mal dem ersten Aktor und mal dem Zweiten zuweisen) und alle Fehler sowieso durch Zufallszahlengeneratoren gesteuert auftreten, sind mehrere Durchläufe, »runs«, für jede Systemkonfiguration notwendig. Diese werden in einer definierten Verzeichnisstruktur abgelegt, um jederzeit zusätzliche Durchläufe zu ermöglichen und um eine szenario-übergreifende Analyse zu ermöglichen.

So können tausende Einzelsimulationen zu aussagekräftigen Statistiken verarbeitet werden, die einen guten Überblick über die möglichen Ausgänge der Szenarien sowie deren Vergleich untereinander ermöglichen.

7.2.4. GUI

Eine Input-GUI, basierend auf JavaFX, zur Erstellung der Konfigurationsdatei, wurde in der Mitte der Projektlaufzeit exemplarisch implementiert, konnte aber durch ständige Änderung (und Erweiterung) aufgrund von Programmierer-Mangel nicht aktuell gehalten werden, und wird daher erst in neuen Projekten oder auf Kundenwunsch aktualisiert.

Die Output-GUI, zur Ergebnisanzeige, nutzt JavaFX und im Hintergrund zusätzlich Akka, um nebenläufige Berechnungen leichter zu handhaben.

Die Auswertung der Simulationen kann auf völlig verschiedenen Niveaus erfolgen. Von der Visualisierung eines einzelnen Durchlaufs, um konkrete Problemsituationen zu erkennen, der Einzel-Szenario-Analyse, die nur Durchläufe einbezieht, die bestimmte Kriterien erfüllen, bis zur Multi-Szenario-Analyse, die beispielsweise eine kostenbasierte Auswahl eines Schiffskonzepts erlaubt.

Daher konnten auch hier nur exemplarische Auswertungen implementiert werden. Speziell die Visualisierung einzelner Simulations-Durchläufe wurde weiter vorangetrieben, um eventuelle Probleme in der Simulation frühzeitig erkennen zu können. Außerdem galt es für jede gewünschte Auswertungsvariante eine Entsprechende graphische Anzeige mit JavaFX zu realisieren, um für zukünftige Anforderungen auf bestehende Lösungen zurückgreifen zu können.

7.3. Analysemöglichkeiten

Die Basis aller Ergebnisse bildet das Event-Log jedes Runs. Hier werden z.B. Fehler und Schiffbewegungen mit stündlicher Auflösung untersucht. Mit dieser Analyse können einzelne Situationen geprüft und das Setup validiert werden.

Die einzelnen Runs mit dem gleichen Setup werden statistisch ausgewertet und ergeben ein Szenario. Hiermit kann die Performance einer einzelnen O&M-Strategie untersucht werden.

Mehrere O&M-Strategien können außerdem miteinander verglichen werden, um das optimale Konzept herauszufiltern (Bild 7.1-23).

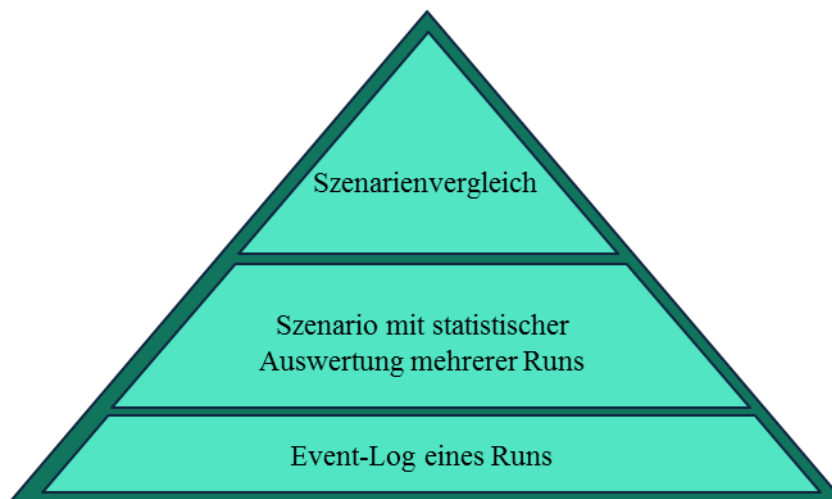


Bild 7.3-27 Analyse-Detailgrade: Vergleich von Szenarien, Auswertung einer Strategie und Analyse einzelner Events

Die Ergebnisse können für die unterschiedlichen Level im GUI des Software-Demonstrators betrachtet werden. Für einen beispielhaften Überblick des GUI siehe Bild 7.3-28. Details dieses Überblicks sind in Bild 7.3-30 bis Bild 7.3-34 zu finden. Hier liegt der Fokus auf einzelnen Events über den gesamten Lebenszyklus. Verschiedene Parameter können in eigenen Fenstern visualisiert werden (Fenster 1-5 in der Darstellung des GUI in Bild 7.3-28). Dazu gehören z.B. die aktuellen Fehlermeldungen bzw. Tickets, die Gründe für die Fehler und die Nutzung der verwendeten Ressourcen und der Energieertrag. Jeder Zeitschritt eines Runs kann ausgewählt werden sowie der zeitliche Ablauf in den Auswertungen und auf der Karte nachvollzogen werden (Fenster 6 in Bild 7.3-28).

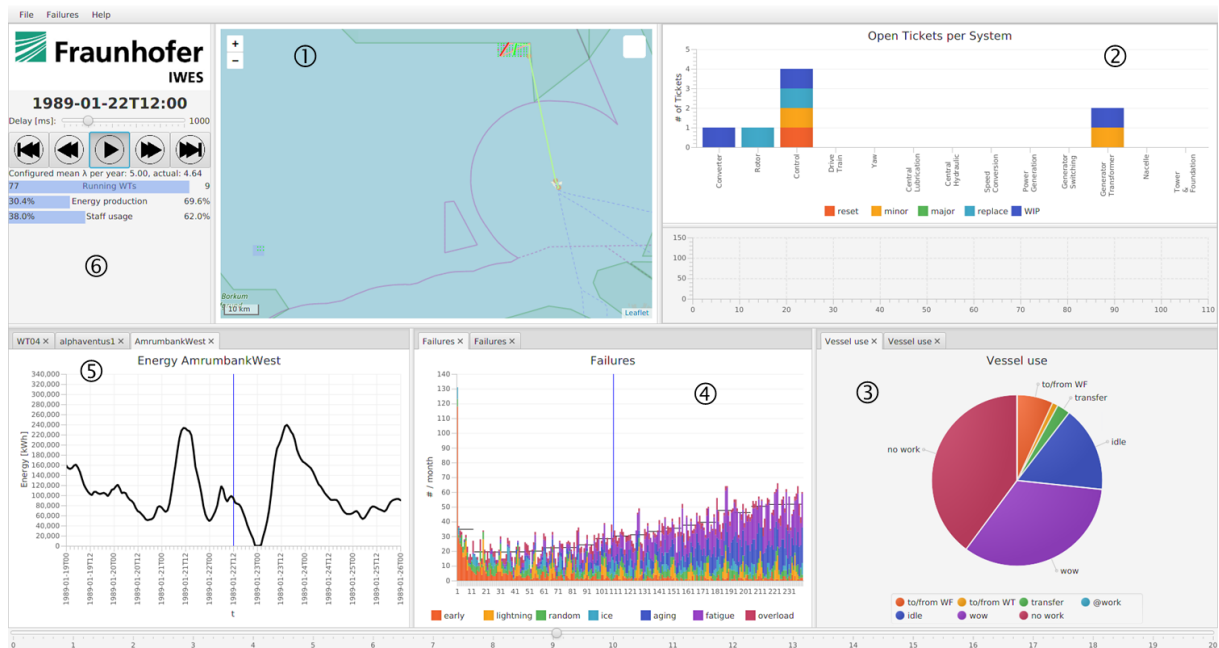


Bild 7.3-28 Animiertes Auswertungsfenster für einen Simulationslauf. Die gewünschten Graphen lassen sich beliebig zusammenstellen und skalieren. Und zeigen unter anderem den eine aktuelle Karte (1), die aktuell offenen Tickets (2), die Verwendung der Schiffe (3), die Entwicklung der Fehler (4) und die erzeugte Energie je Zeitschritt (5)

Zum anderen können aber auch mehrere Szenarien betrachtet werden und statistische Auswertungen und Vergleiche vorgenommen werden (für einen Überblick des GUI siehe Bild 7.3-29 und für eine Detailansicht der Energieproduktion Bild 7.3-35). Die Auswertung beinhaltet aktuell die Berechnung unterschiedlicher Perzentile und ermöglicht die Auswahl einzelner Runs zur Detailanalyse.



Bild 7.3-29 Szenario-Analysefenster für die Analyse mehrerer Simulationsläufe. Oder zusammenfassende Gesamt-Ergebnisgraphen einzelner und mehrerer Simulationsläufe.

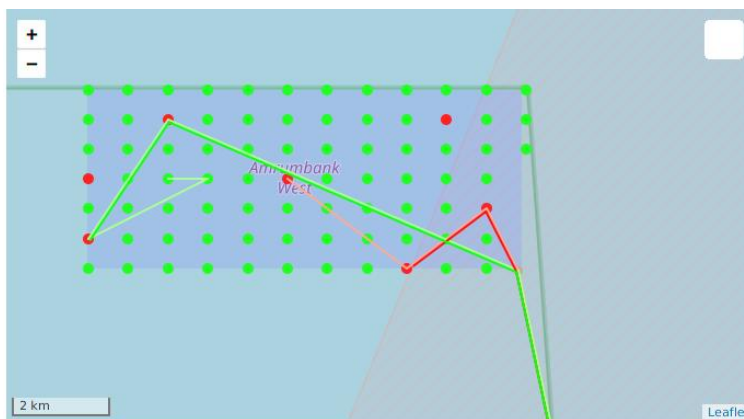


Bild 7.3-30 Kartenausschnitt mit animierten CTV Routen des Tages und der aktuellen Stunde

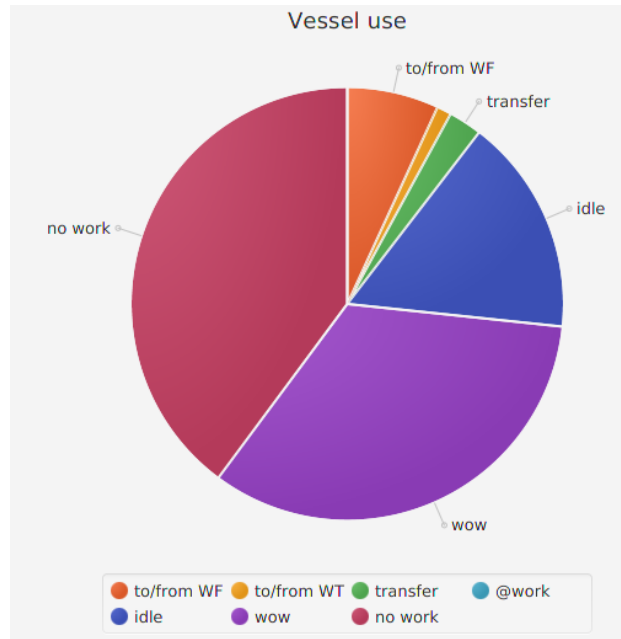


Bild 7.3-31 Totale CTV-Nutzung aufgeschlüsselt nach den simulierten Fahrzuständen.

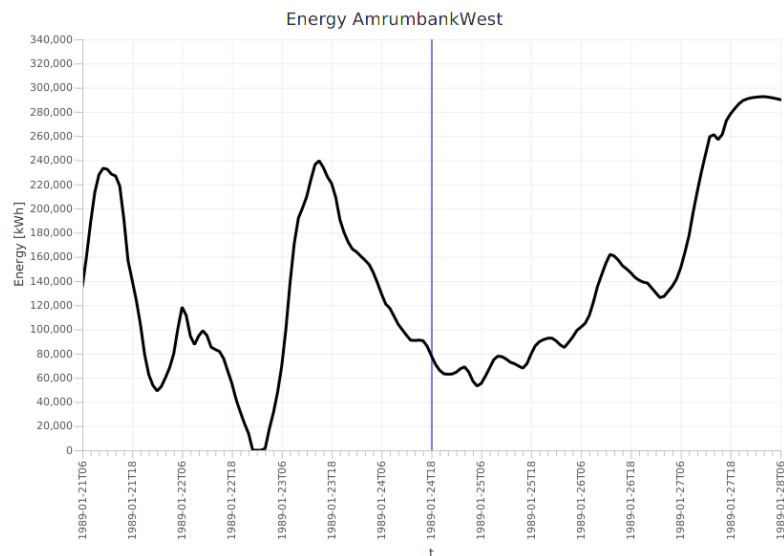


Bild 7.3-32 Produzierte Energie eines Windparks in der animierten Wochenansicht.

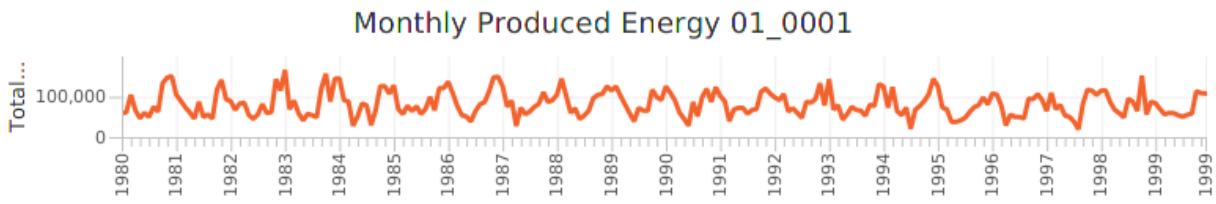


Bild 7.3-33 Saisonale Zyklen der totalen Energieproduktion im Szenario 1, 1. Durchlauf. Durch die frei skalierbaren Graphen lässt sich Wesentliches leicht hervorheben.

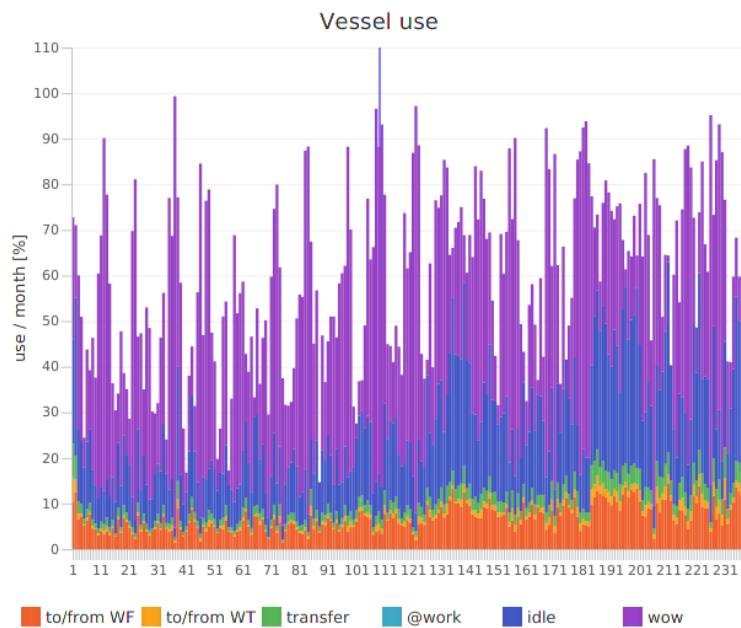


Bild 7.3-34 Monatliche CTV-Nutzung in der animierten Simulationslauf-Darstellung.

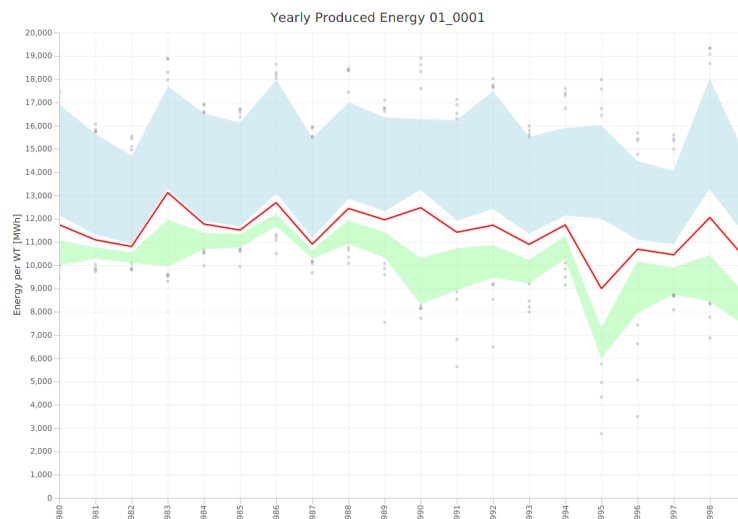


Bild 7.3-35 Jährliche Energieproduktion aller Windfarmen für die Verteilung der einzelnen Windturbinen im Szenario 1, hier nur für den ersten Durchlauf. Grün hinterlegt, der Bereich des 5. bis zum 25. Perzentil; rot, der 50. Perzentil-Wert; blau hinterlegt, der Bereich des 75. bis zum 95. Perzentil; grau, alle Windturbinenwerte bis zum 5. und über dem 95. Perzentil.

7.4. Features für den Offshore TIMES Software-Demonstrator

Verschiedene Aspekte und Methoden, die im Projekt Offshore TIMES untersucht bzw. entwickelt worden sind wurden in den Software-Demonstrator implementiert.

Das Zuverlässigkeitsmodul und die Leitwarte wurden vollständig im Software-Demonstrator umgesetzt.

Im Folgenden wird auf die Umsetzung der Methoden aus den Bereichen Konzepte von Betrieb und Instandhaltung in der Offshore-Windenergie, Ressourcen und Umwelteinflüsse und Wirtschaftlichkeit eingegangen.

Konzepte von Betrieb und Instandhaltung im Software-Demonstrator

Im Software- Demonstrator von Offshore TIMES sind Möglichkeiten zur gleichzeitigen Simulation mehrerer Windparks an unterschiedlichen Orten, mit unterschiedlichen Wetterbedingungen und unterschiedlichen Ressourcen implementiert.

Die in DIN 31051 beschriebenen Aktivitäten sind in unterschiedlichem Maße im Software-Demonstrator umgesetzt:

- Regelmäßige Wartung und Instandsetzung sind implementiert.
- Inspektionen können grundsätzlich ebenfalls simuliert werden.
- Verbesserungen würden größere Veränderungen am gesamten Windpark-Setup verlangen. Hierzu könnten z.B. längere oder effizientere Windturbinenblätter gehören. Auf Grund des großen Einflusses auf die Gesamtsimulation sind Verbesserungsvorgänge nicht implementiert worden. Auf Grund des Ablaufs von Pre-Processing, Simulation und Post-

Processing wären Verbesserungen allerdings durch eine Auftrennung der Simulation in einen Simulationszeitraum vor und einen Simulationszeitraum nach der Verbesserung möglich.

CTVs, SOVs und Helikopter sind als Transportmittel angelegt, Häfen, Flughäfen und Plattformen als Infrastruktur. Die oben beschriebenen Kombinationen dieser Ressourcen können mit der Ausnahme mobiler Basen simuliert werden.

Die Verwendung eines flexiblen SOV als mobiler Basis für die Einsätze weiterer Transportmittel konnte im Rahmen des Projekts auf Grund der sich ergebenden Komplexität der Routenführung nicht umgesetzt werden, siehe auch 3.

Die nicht umgesetzten Ansätze können in Zukunft an Relevanz zunehmen und sollten daher weiterverfolgt werden: Interviews, die durch das Fraunhofer IWES geführt worden sind, haben eine starke Erwartungshaltung der Industrie zur Entwicklung von so genannten SOV light aufgezeigt [9]. SOV light besitzen keine Seegangs-kompensierte Gangway sondern mehrere CTV-artige Tochterschiffe, und sind voraussichtlich sehr gut geeignet für mittelgroße Windparks in mittlerer Entfernung von der Küste.

Die in dem Software-Demonstrator umgesetzte Möglichkeit der gleichzeitigen Simulation mehrerer Windparks ermöglicht das Clustering von Ressourcen. Hierbei wird die technische Komponente betrachtet- vertragliche Vereinbarungen zwischen unterschiedlichen Betreibern müssten im Pre- und Post-Processing einfließen.

Ressourcen im Software-Demonstrator

Im Software- Demonstrator von Offshore TIMES sind CTVs, Helikopter und SOVs umgesetzt. Diese können Techniker zu den Windturbinen versetzen um dort Fehler zu beheben.

Die unterschiedlichen Transportmittel unterscheiden sich z.B. durch

- Ihre möglichen Startpunkte und Routenführung
- Ihre Geschwindigkeit
- Ihre Einsatzgrenzen, z.B. signifikante Wellenhöhe, Wellenperiode, Windgeschwindigkeit, Sicht und Verweildauer im Windpark
- Ihre Transportkapazität
- Ihre Kosten

CTVs können sowohl von einem fixen Punkt im Windpark (Plattform) oder von einem Hafen an der Küste eingesetzt werden und können eine definierte Anzahl Service Teams transportieren. Die Routenführung kann vom Nutzer erstellt werden und somit alle bekannten Beschränkungen berücksichtigen.

Helikopter können sowohl von einem fixen Punkt im Windpark (Plattform) oder von einem Hafen an der Küste eingesetzt werden und können eine definierte Anzahl Service Teams transportieren. Die Routenführung kann vom Nutzer erstellt werden und somit alle bekannten Beschränkungen berücksichtigen.

SOVs können unter Berücksichtigung eines Heimathafens flexibel im Windpark eingesetzt werden. Allerdings ist der Einsatz von SOVs im aktuellen Software- Demonstrator beschränkt auf die Fälle, wo das SOV alleine agiert. Der kombinierte Einsatz von SOV, CTV und Helikopter ist nicht implementiert. Das liegt darin begründet, dass ein SOV als mobiler Ausgangspunkt für Einsätze von CTV und Helikopter eine Optimierung der Arbeitsprozesse sehr komplex machen würde.

Techniker werden grundsätzlich in Teams mit drei Mitgliedern eingesetzt, entsprechend der üblichen Sicherheitsbestimmungen.

Ersatzteile sind grundsätzlich in der Simulation angelegt, allerdings auf Grund der Komplexität des gesamten Themas nur mit einem relativ geringen Detailgrad. Dazu gehören z.B. die Kosten der Ersatzteile sowie die Dauer einer Reparatur und die Anzahl an Technikern, die für eine Reparatur benötigt wird. In Zukunft ist eine Ausweitung der Ersatzteile um die notwendige Onshore Logistik sowie mehr physikalische Informationen, z.B. Gewichte und Abmessungen, denkbar.

Wetterinformationen werden in den Offshore TIMES Software- Demonstrator als Zeitreihen geladen. Die Daten werden vom Nutzer ausgewählt und müssen potentiell in das vorgesehene Format umgewandelt werden. Die Simulation basiert auf stündlicher Auflösung, da hiermit die meisten Tätigkeiten, auch Hubschrauberflüge, erfasst werden können.

Unter Verwendung der WaTSS (Weather Timeseries Scheduling) Methode wird mit Hilfe der Wetter- und Transportmittelinformationen bestimmt, ob Instandhaltungstätigkeiten durchgeführt werden können oder ob auf ein passendes Wetterfenster gewartet werden muss. Es ist möglich, dass Tätigkeiten, die für einen Tag im Leitwartenmodul geplant worden sind nicht umgesetzt werden können, weil das Wetter zu Zeitverzögerungen geführt hat. Die entstehenden Verzögerungen fließen in den Ablauf des Service über die gesamte Lebenszeit des Windparks ein.

Finanzen im Software-Demonstrator

Der Offshore TIMES Software- Demonstrator beachtet alle Ein- und Ausnahmen des Offshore-Windparks ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Während die Einnahmen auf dem Verkauf des erzeugten Stroms basieren, basieren die Ausgaben auf den Fixkosten sowie den variablen Kosten, die durch die notwendigen Instandhaltungstätigkeiten entstehen.

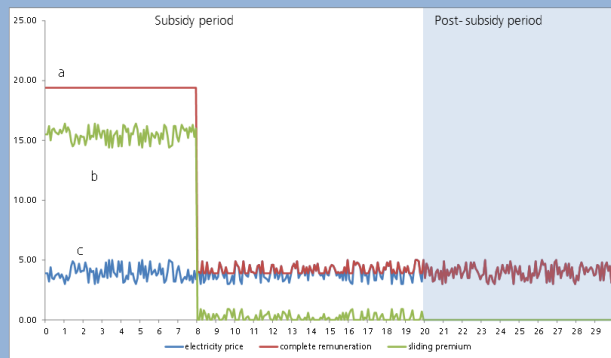
Für die Berechnung der Einnahmen wurde ein generischer Ansatz entwickelt, der es ermöglicht, die unterschiedlichen Vergütungssysteme abzubilden (Bild 7.4-36).

Remuneration Schematic

Duration of subsidy period

1. may be fixed at the beginning of the project (duration of 15-20 years)
2. may be fixed later (subsidy paid for limited GWh or full load hours)

For operation after subsidy period, duration depends on building permit. Often the initial building only covers the subsidy period. Currently assumed technical lifetime of offshore wind farms is 25 to 30 years. Economical lifetime may be smaller.



Example: German EEG 2016

a)

Is the **resulting** remuneration as defined by legislation

1. Can be constant
2. Can be variable
3. Can have step changes
4. Can be limited regarding maximum
5. Can be the maximum of b or c in case b is constant
6. Ends with the end of the remuneration scheme (period d)



b)

Compensation paid in addition to electricity price.

May be either (or a combination):

1. $b = a - c$ (variable depending on market price, and can be negative, may be limited with regard to maximum)
 2. $b = \text{constant}$
 3. $b = \text{variable market price}$
- May be paid in several steps (monthly + yearly)



c)

electricity price, as traded (for instance at the EPEX)

1. paid for each kWh currently assuming paid per hour (probably only once per month as a lump sum)
2. May be negative when there is more electricity than demand



Cash flow for offshore wind farm projects

Is assumed to have only limited payment dates in this representation:

1. Quarterly debt service and principal payments
2. Monthly O&M cost payments
3. Biweekly revenue payments

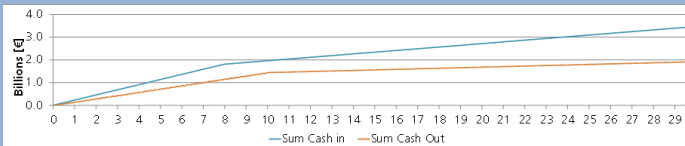


Bild 7.4-36 Generisches Modell für Vergütung von Offshore-Windenergie

Ein System zur Beachtung von Rücklagen und Ausschüttungen an die Parkeigentümer wurde entwickelt, erwartet allerdings noch die finale Umsetzung im Demonstrator.

Bilderverzeichnis

Bild 1.4-1 generische Leistungskurve einer Windturbine	4
Bild 2.2-2 Typische Transportmittel für Offshore Windpark O&M und ihre relativen Kosten in Abhängigkeit von der Entfernung zur Küste [6, S. 12]	7
Bild 2.2-3: Entfernungszonen in der Nordsee [7]	7
Bild 2.5-4 Ressourcen für Offshore Windparks	11
Bild 2.5-5 Räumliche Darstellung der in Offshore TIMES beachteten Aspekte.	12
Bild 3.1-6: Ressource Kategorie SOV	14
Bild 3.1-7: Ressource Kategorie CTV	15
Bild 3.1-8: Ressource Kategorie Helikopter	17
Bild 3.1-9: Ressource Kategorie Plattform	19
Bild 3.2-10: Auswirkung von Wellenhöhe auf Instandhaltungsarbeiten	23
Bild 4.2-11: Baumstruktur des RDS-PP®	25
Bild 4.2-12 Systemaufbau einer Windenergieanlage nach RDS-PP®, herausgegeben von VGB PowerTech [17]	29
Bild 4.2-13 Vergleich der Ausfallraten der verschiedenen Schadenstatistiken	36
Bild 4.3-14 Schema der Modellentwicklung	44
Bild 4.3-15 Bezeichnungen des Ausfallschemas	46
Bild 4.3-16 Zuverlässigkeitsblockdiagramm einer Windenergieanlage	51
Bild 4.3-17 Badewannenkurve [Quelle: Eigene Darstellung]	52
Bild 4.3-18 Schädigungsarten nach Eichler [64]	53
Bild 4.3-19 Footprint vom Ausfallverhalten des Steuerungssystems	54
Bild 4.3-20 Beispiel der Ausfallraten von Früh-, Alterungs- und Ermüdungsausfälle	58
Bild 4.3-21 Beispiel Ausfallrate von Überlastungsausfällen in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit	59
Bild 4.3-22 Generisches Windprofil –blau- für alle Windgeschwindigkeiten und -gelb- für Windgeschwindigkeiten zwischen 4 und 30 m/s	61
Bild 7.1-23 Prozess für Offshore TIMES Simulation	70
Bild 7.2-24 Parent-Child Beziehungen der Offshore TIMES Aktoren sowie wichtige Klassen und Objekte.	72
Bild 7.2-25 Synchronisationsnachrichten zwischen den Aktoren: ControlCenter (CC), WindFarmCenter (WFC), WindFarm (WF), WindTurbine (WT), WeatherCenter (WC), WindTurbineFailure (WTFailure) und TicketAuthority (TA).	73
Fraunhofer IWES Offshore TIMES – FKZ 0325729	85

Bild 7.2-26 Nachrichten im Ticketsystem zwischen den Akteuren: ControlCenter (CC), TicketAuthority (TA), Vessels, Vessel, ResourceCenter (RC), WeatherCenter (WC) und WTFailure.	74
Bild 7.3-27 Analyse-Detailgrade: Vergleich von Szenarien, Auswertung einer Strategie und Analyse einzelner Events	76
Bild 7.3-28 Animiertes Auswertungsfenster für einen Simulationslauf. Die gewünschten Graphen lassen sich beliebig zusammenstellen und skalieren. Und zeigen unter anderem den eine aktuelle Karte (1), die aktuell offenen Tickets (2), die Verwendung der Schiffe (3), die Entwicklung der Fehler (4) und die erzeugte Energie je Zeitschritt (5)	77
Bild 7.3-29 Szenario-Analysefenster für die Analyse mehrerer Simulationsläufe. Oder zusammenfassende Gesamt-Ergebnisgraphen einzelner und mehrerer Simulationsläufe.	78
Bild 7.3-30 Kartenausschnitt mit animierten CTV Routen des Tages und der aktuellen Stunde	78
Bild 7.3-31 Totale CTV-Nutzung aufgeschlüsselt nach den simulierten Fahrzuständen.	79
Bild 7.3-32 Produzierte Energie eines Windparks in der animierten Wochenansicht.	79
Bild 7.3-33 Saisonale Zyklen der totalen Energieproduktion im Szenario 1, 1. Durchlauf. Durch die frei skalierbaren Graphen lässt sich Wesentliches leicht hervorheben.	80
Bild 7.3-34 Monatliche CTV-Nutzung in der animierten Simulationslauf-Darstellung.	80
Bild 7.3-35 Jährliche Energieproduktion aller Windfarmen für die Verteilung der einzelnen Windturbinen im Szenario 1, hier nur für den ersten Durchlauf. Grün hinterlegt, der Bereich des 5. bis zum 25. Perzentil; rot, der 50. Perzentil-Wert; blau hinterlegt, der Bereich des 75. bis zum 95. Perzentil; grau, alle Windturbinenwerte bis zum 5. und über dem 95. Perzentil.	81
Bild 7.4-36 Generisches Modell für Vergütung von Offshore Windenergie	84

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1-1: Arbeitspakete Offshore TIMES	2
Tabelle 4.2-1 Übersicht Datengrundlage der verschiedenen Schadensstatistiken	34
Tabelle 4.2-2 Übersicht über die benötigten Instandhaltungsressourcen der einzelnen System	40
Tabelle 4.3-1 Gewichtungsmatrix zur Erstellung eines Footprints	54
Tabelle 4.3-2 Prozentuale Verteilung der Ausfallkonsequenz je Ausfallkategorie	55
Tabelle 4.3-3 Mittlere Ausfallraten je Ausfallkategorie	55

Literaturangaben

- [1] 4C Offshore: Vindeby, 2017. <http://www.4coffshore.com/windfarms/vindeby-denmark-dk06.html>, abgerufen am: 14.06.2017
- [2] Durstewitz, M. u. Lange, B. (Hrsg.): Sea -- wind -- power. Research at the first German offshore wind farm Alpha Ventus. Berlin, Germany: Springer 2017
- [3] Deutscher Bundestag: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014. 2014
- [4] Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur erteilt Zuschläge in der ersten Ausschreibung für Offshore-Windparks. Pressemitteilung 13. April 2017, Bonn 2017. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/13042017_WindSeeG.html?nn=265778, abgerufen am: 29.06.2017
- [5] A Guide to Offshore Wind. and Oil & Gas Capability, Scottish Enterprise, 2011
- [6] A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance, GL Garrad Hassan, The Crown Estate u. Scottish Enterprise, 2013
- [7] Bestätigung O-NEP 2025, Bundesnetzagentur, 2016
- [8] Siemens AG: Siemens und Esvagt taufen erste speziellen Offshore-Serviceschiffe für die Windkraftindustrie. Hamburg 2015
- [9] Klar, J.: Betrieb und Instandhaltung zukünftiger Offshore Windparks, University of Applied Sciences Bremerhaven Master Thesis. Bremerhaven 2018
- [10] Herausarbeitung von Chancen und Herausforderungen für die Hafen- und Werftwirtschaft im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung, Stiftung Offshore-Windenergie, 2013
- [11] OFFSHORE WINDENERGIE NORDSEE ÜBERSICHTSSTUDIE - vertraulich, Wiggert, M. M., Bendlin, D., Dix, A. u. Wolken-Möhlmann, G., 2016
- [12] sonnewindwaerme.de: Siemens meldet bisher größten Offshore-Auftrag, 2016. <http://www.sonnewindwaerme.de/windenergie/siemens-meldet-bisher-groessten-offshore-auftrag>, abgerufen am: 23.09.2016
- [13] Stanik, C.: Effizienz-basiertes Analyseverfahren für die strategische Planung maritimer Service- und Versorgungskonzepte im Offshore-Windparkbetrieb. 2016
- [14] Adams, D., White, J., Rumsey, M. u. Farrar, C.: Structural health monitoring of wind turbines. Method and application to a HAWT. Wind Energy 14 (2011) 4, S. 603–623
- [15] Scottish Enterprise, HIE u. British Ports Association: Scottish Energy Ports Capability Directory, 2018. <http://energy.scottishports.org.uk/>
- [16] Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L: Wind EnergyExplained: Theory, Design and Application. Wiley, Chichester, New York (2002)
- [17] VGB PowerTech: RDS-PP® Anwendungsrichtlinie Teil 32: Windkraftwerke. VGB-S823-32-2014-03-EN-DE (2014)

- [18] Heier, S. (Hrsg.): Windkraftanlagen. Systemauslegung, Netzintegration und Regelung. 2005
- [19] Hau, E. (Hrsg.): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Berlin Heidelberg: Springer 2008
- [20] Wilkinson, Michael and Hendriks, B and Spinato, F and Harman, K and Gomez, E and Bulacio, H and Roca, J and Tavner, P and Feng, Y and Long, H: Methodology and results of the ReliaWind reliability field study. European Wind Energy Conference and Exhibition 2010, EWEC 2010 (2010) 3, S. 1984–2004
- [21] Reder, M. D., Gonzalez, E. u. Melero, J. J.: Wind Turbine Failures - Tackling current Problems in Failure Data Analysis. Journal of Physics: Conference Series 753 (2016), S. 72027
- [22] Gonzalez, E., Reder, M. u. Melero, J. J.: SCADA alarms processing for wind turbine component failure detection. Journal of Physics: Conference Series 753 (2016), S. 72019
- [23] Lin, Y., Le Tu, Liu, H. u. Li, W.: Fault analysis of wind turbines in China. Renewable and Sustainable Energy Reviews 55 (2016), S. 482–490
- [24] Bertling, L. u. Ribrant, J.: Survey of failures in wind power systems with focus on Swedish wind power plants during 1997-2005. BcN '07 ; Munich, Germany, 21 May 2007. pp. 1–8. Piscataway, NJ: IEEE 2007
- [25] Fredrik Carlsson, Emil Eriksson, Magnus Dahlberg: Damage preventing measures for wind turbines: Phase 1 – Reliability data
- [26] DOWEC team: Estimation of Turbine Reliability figures within the DOWEC project. DOWEC Nr. 10048. Issue 4
- [27] Chai, J., An, G., Ma, Z. u. Sun, X.: A study of fault statistical analysis and maintenance policy of wind turbine. International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015) Institution of Engineering and Technology (2015), S. 4
- [28] P. Tavner and F. Spinato: Reliability of Different Wind Turbine Concepts with Relevance to Offshore Application.
- [29] IEA WIND TASK 33: RELIABILITY DATA STANDARDIZATION OF DATA COLLECTION FOR WIND TURBINE RELIABILITY AND OPERATION & MAINTENANCE ANALYSES: Initiatives concerning reliability data (2nd release). Unpublished Report
- [30] Herbert, G. J., Iniyan, S. u. Goic, R.: Performance, reliability and failure analysis of wind farm in a developing Country. Renewable Energy (2010) 35, S. 2739–2751
- [31] New Energy Industrial Technology Development Organization: Committee for Increase in Availability/Capacity Factor of Wind Turbine Generator System and Failure/Breakdown Investigation of Wind Turbine Generator Systems Subcommittee: Summary Report.

- [32] Su, C., Yang, Y., Wang, X. u. Hu, Z.: Failures analysis of wind turbines: Case study of a Chinese wind farm. 2016 Prognostics and System Health Management Conference (PHM-Chengdu). IEEE (2016), 1–6
- [33] J. Carroll, A. McDonald, and D. McMillan: “Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines,”. Wind Energy (2015)
- [34] Johan Ribrant: Reliability performance and maintenance - A survey of failures in wind power systems (2006)
- [35] A. Stenberg: Analys av vindkraftsstatistik i Finland
- [36] V. Turkia and H. Holtinnen: Tuulivoiman tuotantotilastot: Vuosiraportti Nr. 74, 2011. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2013/T74.pdf>
- [37] Shuangwen Sheng: Report on Wind Turbine Subsystem Reliability - A Survey of Various Databases. <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/59111.pdf>
- [38] P. J. Tavner, J. Xiang, and F. Spinato: Reliability analysis for wind turbines. Wind Energy Vol. 10 no. 1 pp. 1–18, 2007
- [39] FGW e.V.: Verbundprojekt EVW - Erhöhung der Verfügbarkeit von Windenergieanlagen: Das WInD-Pool – Konzept. www.evw-wind.de/wind-pool/
- [40] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Monitoring der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland - Konzipierungsphase: Abschlussbericht "Offshore-WMEP",”. TIB - Technische Informationsbibliothek Universitätsbibliothek Hannover (2012)
- [41] Stefan Faulstich, Sebastian Pfaffel, and Berthold Hahn: Performance and reliability benchmarking using the cross-company initiative WInD-Pool. https://express2.converia.de/frontend/index.php?page_id=1645
- [42] H. Jung et al.: Abschlussbericht: Erhöhung der Verfügbarkeit von Windenergieanlagen EVW-Phase 2: Forschungsvorhaben: 0327574D-H. http://www.wind-evw.de/fileadmin/Dokumente/Abschlussberichte/EVW_II_Abschlussbericht/EVW_Phase_II_Abschlussbericht_ohne_Anlagen.pdf
- [43] Echavarria, E., Hahn, B., van Bussel, G. J. W. u. Tomiyama, T.: Reliability of Wind Turbine Technology Through Time. Journal of Solar Energy Engineering (2008) 130,031005
- [44] S. Faulstich, M. Durstewitz, B. Hahn, K. Knorr, and K. Rohrig: Windenergy Report Germany 2008: written within the research project „Deutscher Windmonitor“, 2008. http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Wind_energy_report_2008.pdf.
- [45] Faulstich, S., Lyding, P. u. Hahn, B.: Component reliability ranking with respect to WT concept and external environmental conditions:. Deliverable WP7.3.3, WP7 Condition monitoring: Project UpWind. Integrated Wind Turbine Design (2010)

- [46] Portfolio Review 2016: System Performance, Availability and Reliability Trend Analysis (2017)
- [47] Bharatbhai, M. G.: Failure Mode and Effect Analysis of Repower 5M Wind Turbine (2015)
- [48] Nivedh, B. S.: Major failure in the wind turbine components and the importance of periodic inspections (2014)
- [49] Giraud, I. u. Evangelour, P. et. al: leanwind - Logistic Efficiencies And Naval architecture for Wind Installations with Novel Developments. Optimised maintenance and logistic strategy models 2015
- [50] Fischer, K., Stalin, T., Ramberg, H., Thiringer, T., Wenske, J., & Karlsson, R.: Investigation of converter failure in wind turbines. Elforsk report (2012) 12, S. 58
- [51] Ciappa, M.: Selected failure mechanisms of modern power modules. *Microelectronics Reliability* 42 (2002) 4-5, S. 653–667
- [52] Shipurkar, U., Ma, K., Polinder, H., Blaabjerg, F. u. Ferreira, J. A.: A review of failure mechanisms in wind turbine generator systems. 2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe). IEEE / Institute of Electrical and Electronics Engineers Incorporated 2015, S. 1–10
- [53] Percy, D. F. u. Alkali, B. M.: Generalized proportional intensities models for repairable systems. *IMA Journal of Management Mathematics* 17 (2006) 2, S. 171–185
- [54] Ascher, H. E. & Feingold, H.: *Repairable Systems Reliability: Modeling, Inference, Misconceptions and Their Causes* (1984)
- [55] Kijima, M.: Some results for repairable systems with general repair. *Journal of Applied Probability*, Vol. 26 (1989), S. 89–102
- [56] Jack, N.: Age reduction model for imperfect maintenance. *IMA J. Math. Appl. Bus. Ind.* (1998) 9, S. 347–354
- [57] Mark Brown and Frank Proschan: Imperfect Repair. *Journal of Applied Probability*, Vol. 20, No. 4 (1983), S. 851–859
- [58] Taylor, H. M. & Karlin, S.: *An Introduction to Stochastic Modelling*. London: Academic Press (1994)
- [59] Doyen L.: A generalized Brown-Proschan model for preventive and corrective maintenance (2010)
- [60] Laurent Doyen, O. G.: Classes of imperfect repair models based on reduction of failure intensity or virtual age (2002)
- [61] Cox, D. R.: The statistical analysis of dependencies in point processes. In: P. A. W. Lewis ed. (Hrsg.): *Stochastic Point Processes*. New York: Wiley 1972

- [62] Percy, D. F., Kobbacy, K. A. H. & Ascher, H. E.: Using proportional-intensities models to schedule preventive–maintenance intervals. *IMA J. Math. Appl. Bus. Ind.*, (1998) 9, 289–302
- [63] Athamna, I.: Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks. Dissertation (2015)
- [64] Eichler, C.: Instandhaltungstechnik. Schädigungsarten. VEB Verlag Technik Berlin 1982
- [65] Wilson, G. u. McMillan, D.: Assessing Wind Farm Reliability Using Weather Dependent Failure Rates. *Journal of Physics: Conference Series* 524 (2014), S. 12181
- [66] Scheu, M., Matha, D., Hofmann, M. u. Muskulus, M.: Maintenance Strategies for Large Offshore Wind Farms. *Energy Procedia* 24 (2012), S. 281–288
- [67] Irawan, C. A., Ouelhadj, D., Jones, D., Stålhane, M. u. Sperstad, I. B.: Optimisation of maintenance routing and scheduling for offshore wind farms. *European Journal of Operational Research* 256 (2017) 1, S. 76–89
- [68] Dinwoodie, I.: Modelling the operation and maintenance of offshore wind farms, University of Strathclyde Doctoral Thesis 2014
- [69] Raknes, N., Ødeskaug, K., Stålhane, M. u. Hvattum, L.: Scheduling of Maintenance Tasks and Routing of a Joint Vessel Fleet for Multiple Offshore Wind Farms. *Journal of Marine Science and Engineering* 5 (2017) 1, S. 11
- [70] Dai, L., Stålhane, M. u. Utne, I.: Routing and Scheduling of Maintenance Fleet for Offshore Wind Farms. *Wind Engineering* 39 (2015) 1, S. 15–30
- [71] Stålhane, M., Hvattum, L. M. u. Skaar, V.: Optimization of Routing and Scheduling of Vessels to Perform Maintenance at Offshore Wind Farms. *Energy Procedia* 80 (2015), S. 92–99
- [72] Ederer, N.: The market value and impact of offshore wind on the electricity spot market. Evidence from Germany. *Applied Energy* 154 (2015), S. 805–814
- [73] Deutscher Bundestag: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017. 2016
- [74] Deutscher Bundestag: Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG). 2017
- [75] Electricity Market Reform – Contract for Difference. Contract and Allocation Overview, DECC, 2013
- [76] Megavind LCOE Model. Guidelines and documentation, Megavind, n.d.
- [77] Finding your cheapest way to a low carbon future. The Danish Levelized Cost of Energy Calculator, About the Levelized Cost of Energy Calculator, Danish Energy Agency, n.d.
- [78] LCOE models. A comparison of the theoretical frameworks and key assumptions. Energy Economics and Management Group Working Papers No 4-2014, Foster, J., Wagner, L. u. Bratanova, A., 2014

[79] Varonina, L.: Architecture of a Simulation System for the Maintenance of Offshore Wind Farms, Hochschule Hannover Bachelor Thesis. Hannover 2015